



M Ű E G Y E T E M 1 7 8 2

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

Papdi Péter

**ENERGIAKÖZÖSSÉGI
AKKUMULÁTOROK HATÁSA
ELOSZTÓHÁLÓZATOK
ÜZEMÉRE**

KONZULENS

Dr. Raisz Dávid

BUDAPEST, 2023

Tartalomjegyzék

Összefoglaló	4
Abstract	6
1 Bevezetés	8
2 Energiaközösség	10
2.1 Az energiaközösség fogalma.....	10
2.2 Szabályozások és irányelvek Magyarországon	12
2.3 Szabályozások és irányelvek az Európai Unióban	14
2.4 Támogatási gyakorlatok.....	16
3 Akkumulátor méretezése és elhelyezése	17
3.1 Központi akkumulátor vizsgálata	17
3.1.1 Akkumulátor méretezése P(U) szabályozás felhasználásával	18
3.1.2 Az akkumulátor méretezése az egyvonalas séma módszerével.....	28
3.1.3 Központi akkumulátor a 27. csomópontban	39
3.2 Elosztott akkumulátor vizsgálata.....	41
3.2.1 Akkumulátorok méretezése P(U) szabályozás felhasználásával	41
3.2.2 Akkumulátorok a legnagyobb napelemekhez telepítve	47
3.3 Központi és elosztott akkumulátorok összehasonlítása	49
3.3.1 70%-os napelemes elterjedtség.....	50
3.3.2 100%-os napelemes elterjedtség.....	50
4 Meddőnyelés funkció és akkumulátor vizsgálata	52
4.1 Túlméretezett inverter.....	53
4.2 Csúcsteljesítményre méretezett inverter	54
4.2.1 Kizárólag akkumulátoros töltés	54
4.2.2 Meddőnyelés, akkumulátoros töltés a csúcsban	55
4.2.3 Meddőnyelés és akkumulátor töltés.....	56
4.3 Alulméretezett inverter	57
4.3.1 Kizárólag akkumulátoros töltés	58
4.3.2 Meddőnyelés és akkumulátor töltés.....	58
4.4 Hálózati betáplálás maximalizáció	59
4.4.1 Kizárólag akkumulátoros töltés	60
4.4.2 Meddőnyelés és akkumulátor töltés.....	60

5 Akkumulátorok a kereskedelmi forgalomban.....	62
5.1 Központi akkumulátor	62
5.1.1 70%-os napelemes elterjedtség [11]	62
5.1.2 100%-os napelemes elterjedtség [12]	63
5.2 Elosztott akkumulátor [10].....	64
6 Összegzés.....	66
7 Köszönetnyilvánítás.....	67
8 Irodalomjegyzék	68
9 Függelék.....	69
9.1 Feszültség probléma kiterjedése szabályozás nélküli esetben	69
9.1.1 70%-os PV penetráció.....	69
9.1.2 100%-os PV penetráció.....	69
9.2 Akkumulátor méretezés – egyvonalas séma	70
9.2.1 70%-os napelemes elterjedtség.....	70
9.2.2 100%-os napelemes elterjedtség.....	74

Összefoglaló

A kisfeszültségű elosztóhálózaton megjelenő korszerű, megújuló energiát hasznosító, elosztott termelőegységek szabályozási és hálózatüzemeltetési kérdések, megoldandó problémák sokaságát vetik fel. A lakossági, tetőre szerelt napelemes egységek számának növekedésével különösképpen kihívást jelentő feladattá vált a hálózati feszültség működési korlátokon belül tartása az inverterek leszabályozása nélkül. Számos megoldási lehetőség kidolgozásra került már a feszültség probléma kiküszöbölésére, néhány ezek közül akkumulátoros energiátároló rendszerek kiépítésén alapul. Ennek egy lehetséges módja mind az elosztóhálózati rendszerüzemeltető, mind a helybeli termelőkből és fogyasztókból formálódó helyi energiaközösség számára is kedvező közösségi akkumulátor használata.

Az energiaközösségek azért alakulnak, hogy villamosenergia-igényük egy részét helyben termeljék meg, és ennek költségeit és hasznait civil közösségként megosszák egymással. Amennyiben ehhez közösségi akkumulátort használnak, az megfelelő méretezéssel és elhelyezéssel felhasználható a hálózati feszültség javítására is, és ezt az elosztóhálózat üzemeltetője valamilyen módon ösztönözheti (akár a rendszerhasználati díj csökkentésével, akár több napelem csatlakoztatásának engedélyezésével).

Dolgozatomban áttekintem az energiaközösségekre vonatkozó szabályozást elszámolási és hálózatüzemeltetési tekintetben. Kisfeszültségű, elosztóhálózati napelemes termelésből fakadó hálózati túlfeszültség kiküszöbölésére optimálisan méretezett és elhelyezett energiaközösségi akkumulátort eredményező eljárást keresek. Központi és elosztott akkumulátorra vonatkozó méretezési módszereket dolgozok ki, és ezek eredményét 70 és 100 % -os napelemes elterjedtség esetén demonstrálom, valamint összehasonlítom. Egyvonalas hálózaton vizsgálom a meddő teljesítmény nyelés illetve az akkumulátor hálózati feszültségre gyakorolt hatását túlméretezett, a napelemes csúcsteljesítményére méretezett és alulméretezett inverter esetén valamint azon vezérlési lehetőség mellett, amely csak adott teljesítményig engedélyezi a villamosenergia hálózati visszatáplálását. Három esetet különböztetek meg: akkumulátor töltése, vagy az alacsony napelemes termeléssel jellemezhető időszakban meddőnyelés és a csúcstermelés időtartama alatti energia tárolás, illetve ezek kombinációja. A vázolt forgatókönyvek egybevetésével meghatározom az inverter túlméretezettségét, illetve az akkumulátor

kapacitások viszonyát. Nem utolsó sorban, utánanézek a méretezett, energiaközösségi akkumulátorok elérhetőségének, beszerezhetőségének.

Abstract

Low voltage distribution systems comprising distributed photovoltaic generators raise regulatory and network operation issues, and many problems have to be solved. As residential photovoltaic generation becomes more common, keeping the grid voltage within the operation limit has become particularly challenging without derating inverters. Several solutions have already been proposed to eliminate the voltage problem, some based on the construction of battery energy storage systems. One possibility is using community-owned batteries, which is a beneficial solution for both the distribution system operator (DSO) and the local energy communities formed by the consumers and prosumers.

Energy communities have been formed to generate a portion of their electricity demand locally and share the costs and benefits of this as a civil community. Suppose a community battery is used with appropriate sizing and placement. In that case, it can also be used to improve grid voltage and in some way, the DSO can incentivize the owners for that service (either by reducing network access fees or by allowing the connection of more solar panels).

In this thesis, I review the regulations applicable to energy communities from the perspective of settlement and network operations. I search for a method resulting in an optimally sized and placed community battery energy storage system to eliminate overvoltage in low-voltage distribution networks caused by the generation of high PV penetration. Furthermore, I develop sizing methods for central and distributed battery systems and compare their attributes, assuming 70% and 100% photovoltaic penetration. Additionally, I investigate reactive power absorption's and battery storage's effect on the network voltage on a single-line network in the case of an oversized inverter, sized for the solar panel's peak power and undersized inverter as well as with a control mechanism for solar systems that allows electricity to be returned to the grid up to only a predetermined power level. I distinguish three cases: battery charging, or reactive power absorption during periods of low power generation and energy storage in hours of peak generation, and the combination of these. By assessing the outlined scenarios I determine the oversizing of the inverter as well as the relation between battery capacities. Last, I

briefly review about the availability of adequately sized community batteries to solve the above-mentioned problems.

1 Bevezetés

A csúcstermelés időszakában a feszültség emelkedés, míg ezen időtartamon kívül a feszültség esés jelenti a legnagyobb megoldandó kihívást a minőségi energiaszolgáltatás tekintetében. A villamosenergia iránt növekvő kereslet, a napjainkra különösképp hangsúlyossá vált környezetvédelmi szempontok és a hatékony energiamenedzsment iránt fellépő lakossági – és szolgáltatói igény a villamosenergia-rendszert mindinkább az elosztott termelő egységek és a megújuló energiára alapozó hálózatok felé terelik. Sajnálatos módon ezen rendszerek beépíthetőségének egy meghatározott elterjedtség felett jelenleg korlátot szab az általuk okozott hálózati túlfeszültség (lásd a függelékben: 9.1. ábra és 9.2. ábra). Ebből adódóan egyre inkább fokozott érdeklődésnek örvendenek azon alternatívák, melyek megoldási lehetőséget kínálnak a hálózati túlfeszültségek kivédésére. Ezen korszerű energiaforrások beépíthetőségének növelése céljából olyan elosztott termelőket és fogyasztókat magában foglaló, az együttműködésük révén potenciálisan megoldást jelentő szervezeti forma minden részletre kiterjedő kialakítása zajlik, amilyen az energiaközösség.

Ezen probléma áthidalására alkalmas megoldási lehetőséget jelent az energiaközösségi akkumulátoros energiatároló rendszer telepítése. A tervezést és a kiépítést úgy kell elvégezni, hogy a hálózati csatlakozási pontok feszültségét illetően a kívánt hatást elérje, viszont az ehhez szükséges minimális beépítendő kapacitással. Szakirodalomkutatásom során nem találok olyan forrással, amely kisfeszültségű hálózat akkumulátoros energiatárolójának optimális méretezésére és elhelyezésére kitért volna mindenféle bonyolult algoritmus igénybevétele nélkül, ezért dolgozatomban analitikus és szintetikus méretezési módszereket dolgozok ki, majd a tanszéki fejlesztésű MVM-EK szoftver segítségével - amely hibakutatásában és tesztelésében egyébiránt személyesen is részt vettem - demonstrálom az egyes eseteket. Mindenekelőtt áttekintést nyújtok az energiaközösségek hazai és európai uniós szabályozásáról.

Az akkumulátor működését csatlakozási pontjának feszültsége határozza meg a folytonos be – és kitárolási karakterisztikája alapján. Az egész dolgozatra vonatkozóan egységesen (ott, ahol nem, ezt jelzem) a feszültség névleges értékének 90%-a alatt a teljes, 90 és 98%-a között lineárisan csökkenő teljesítménnyel sül ki, 109 és 110% között növekvő, míg 110% felett teljes teljesítménnyel tölt az akkumulátor.

Ezt követően, egy, a korábbiakhoz képest immáron jóval egyszerűbb hálózaton vizsgálom az akkumulátor kapacitás csökkentési lehetőségét az inverter meddőnyelési funkcióján keresztül.

Ahogy az akkumulátor, úgy ezen esetben az inverter $Q(U)$ szabályozása is feszültség alapú. Amennyiben a csatlakozási pont feszültsége a névleges érték 109 és 110%-a közé esik, akkor a feszültség függvényében lineárisan növekvő meddő teljesítményt, 110% felett maximális meddő teljesítményt nyel el az inverter.

Meghatározom, hogy minimálisan mennyivel szükséges nagyobb invertert választani egy napelemes rendszerhez ahhoz, hogy az akkumulátorra, továbbá annak feszültség csökkentő töltésére ne legyen szükség. Vizsgálom a termelési csúcsra tervezett és az alulméretezett inverter esetén a meddőnyelés funkció mellett az akkumulátoros kapacitás megtakaríthatóságának mértékét. Végezetül, utánajárok az optimálisnak vélt akkumulátorok kereskedelmi forgalmú elérhetőségének.

2 Energiaközösség

A tiszta energiát felhasználó gazdaságra való átállás folyamatába, az EU 2018/2001 megújuló energiáról szóló irányelvének [1] és a 2019/944 a villamos energia belső piacára vonatkozó közös szabályokról nyilatkozó direktívájának [2] átdolgozása lehetőségeket nyit és részvételt biztosít az energiaközösségeknek a számukra nyújtott iránymutatás révén. A megvalósulást gátló akadályok megszüntetése, a befektetési kedv fokozása, a társadalmi részvétel növelése és a kiépítéshez szükséges technológia telepítési költségének csökkentése céljából a megújuló energia direktíva európai uniós szinten közös alapelveket és szabályokat fektet le, mindazonáltal követelményeket határoz meg a tagállamok számára, hogy nemzeti hatáskörben intézkedéseket tegyenek a megújuló forrásból származó energia felhasználási részarányának növelésére. A [2]-ben jelölt irányelv közös szabályokat teremt a termelés, elosztás, energiatárolás és a villamosenergia-ellátás terén. Leszögezi, hogy az energiaközösségek saját termelésű villamosenergia-fogyasztása előtt mindenféle indokolatlan akadályt és korlátozást tagállami szinten meg kell szüntetni.

Ebben a fejezetben kitérek az energiaközösség európai uniós direktívájában meghatározott és a magyarországi szabályozásban megállapított definíciójára. Megvizsgálom, hogy a két meghatározás miben tér el, illetve melyek a közös pontok. Sorra veszem a magyarországi, energiaközösségekre vonatkozó szabályozásokat és irányelveket. A Zéró Karbon Központ (ZKK) platformján folyt konstruktív egyeztetést magában foglaló beszámolón keresztül bemutatom röviden az egyes szereplők álláspontját a témával kapcsolatban. Ezt követően kitérek immáron az Európai Unióban hatályos szabályozásokra és irányelvekre, az egyes tagországok rendszerhasználati díj tekintetében alkalmazott kedvezményeire. Végül, de nem utolsó sorban a támogatási gyakorlatokról teszek említést.

2.1 Az energiaközösség fogalma

Az EU 2019/944, a villamos energia belső piacára vonatkozó közös szabályokról és a 2012/27/EU irányelv módosításáról szóló direktívájának az I. fejezetében a tárgy és fogalom meghatározások 2. cikkely 11. pontja rendelkezik a helyi energiaközösség fogalmáról. Ennek megfelelően: „*a helyi energiaközösség*”: *olyan jogalany*:

- *amely önkéntes és nyitott részvételen alapul, és amelyet ténylegesen tagok vagy részvényesek irányítanak, akik, illetve amelyek természetes személyek, helyi hatóságok, ideértve az önkormányzatokat vagy a kisvállalkozásokat is;*
- *amelynek elsődleges célja nem a pénzügyi haszonszerzés, hanem hogy tagjai vagy részvényesei vagy a működése alá tartozó helyi területek számára környezeti, gazdasági és szociális közösségi előnyöket biztosítson; és*
- *amely részt vehet energiatermelésben, beleértve a megújuló forrásokat, az energiaelosztásban, az energiaellátásban, az energiafogyasztásban, az aggregálásban, az energiatárolásban vagy az energiahatékonysági szolgáltatásokban, vagy az elektromos járművek feltöltésére irányuló szolgáltatásokban, vagy egyéb energetikai szolgáltatásokat nyújthat tagjai vagy részvényesei számára.” [2]*

Az említett európai uniós direktívák magyarországi jogszabályba a 2021. évben hatályba lépő Villamosenergiáról szóló törvény módosítása révén kerültek átültetésre. A magyarországi fogalommeghatározás megtalálható a Nemzeti Jogszabálytárban a 2007. évi LXXXVI. törvény a villamos energiáról IX. fejezet, „A felhasználók jogai és védendő fogyasztók” 66/B. paragrafusának első bekezdésében. „Az energiaközösség szövetkezet vagy nonprofit gazdasági társaság formában működő jogalany, amelynek elsődleges célja nem a pénzügyi haszonszerzés, hanem hogy a tagjai számára, vagy az energiaközösség létesítő okiratában megjelölt működési területen környezeti, gazdasági és szociális közösségi előnyöket biztosítson azáltal, hogy villamosenergia termelés, tárolás, fogyasztás, elosztói rugalmassági szolgáltatás nyújtása, villamosenergia-megosztás, aggregálás, a közúti közlekedésről szóló törvény szerinti elektromobilitás szolgáltatás nyújtása és elektromos töltőberendezés üzemeltetése tevékenységek közül legalább az egyiket végzi.” [3]

Ahogy a jogszabályi fogalommeghatározások összehasonlításával megállapítható, az európai uniós értelmezés az energiaközösségek tagsági körére vonatkozóan konkrétumokat fektet le, míg a hazai ezen kérdésre nem tér ki. Közös pont viszont, hogy az energiaközösségeket jogi személyként tárgyalják, működési módjukra és a szolgáltatás nyújtási területükre hasonló állításokat fogalmaznak meg. További

lényeges eltérés, hogy a magyarországi szabályozás értelmében a villamosenergia-ágazaton kívül működő azon közösségek, amelyek például hűtés-fűtés vagy a biogáz szektorhoz tartoznak, nem regisztrálhatók energiaközösségeként.

2.2 Szabályozások és irányelvek Magyarországon

Ahogy az a 2.1 alfejezetben a fogalom meghatározások összevetésekor említettem, a szabályozás nem tér ki a tagsági körre, viszont annak összetételére és vagyoni hozzájárulására az energiaközösség szövetkezeti jellege miatt igen. A 2013. évi V. törvény a Polgári Törvénykönyvről 3:326 „*A szövetkezet tagságával kapcsolatos általános rendelkezések*” paragrafusában megszabja, hogy a taglétszám harmadát nem lépheti túl a nem természetes személy tagok száma (illetve amennyiben valamely jogi személyiséggel rendelkező tag szövetkezeti formában funkcionál, akkor abban az esetben a tagjainak a száma nem számít bele az energiaközösség természetes személyű tagjainak létszámába). Véleményem szerint, a rendelkezésnek ez a passzusa azt hivatott szolgálni, hogy az energiaközösség megőrizze a magánszemélyek összefogása révén létrejött, együttműködési jellegét. A hatékony működés megőrzéseként ezen irányelv előírja, hogy a hozzájárulást nem vállaló tagok száma a taglétszám harmadát nem haladhatja meg. Vagyoni hozzájárulás tekintetében egyetlen tagé sem lépheti túl a tőke 35%-át, illetve a nem természetes tagokra szigorúbb az előírás, esetükben ez a korlát a tőke egyharmada. [4]

Az energiaközösség nyilvántartásba vételére vonatkozó szabályokat, benyújtandó dokumentumokat, nyilatkozatokat és adatokat (pl.: a működésük által érintett transzformátorkörzetek megjelölését) a 273/2007. (X. 19.) Korm. rendelet a villamos energiáról szóló 2007. évi LXXXVI. törvény egyes rendelkezéseinek végrehajtásáról megnevezésű rendelet 39. paragrafusában rögzíti.

A Villamos Energia Törvény kitér azokra a tevékenységekre is, amelyeket az energiaközösség a megfelelő engedélyek birtokában végezhet, illetve amelyek folytatásától tartózkodnia kell. Mindez a [3] irodalom 66/B paragrafusának (2). bekezdésében van megjelölve, részletezve a 74. § (1)-ben tekinthető meg. Következésképpen tiltó listán szerepel *az átviteli rendszerirányítás, a villamos energia elosztása, egyetemes szolgáltatások, a szervezett villamosenergia-piac működtetése* [3]. A jogszabály szerint 0,5 MW és ennél nagyobb névleges teljesítményű kiserőmű kiépítéséről, termeléséről és annak megszüntetéséről az energiaközösség dönthet hivatali

engedély birtokában. Ugyanezen bekezdés b) pontja hasonló állítást fogalmaz meg az 50 MW és az afeletti erőművekre vonatkozóan, kiegészítve bővítési lehetőséggel. Mindez arra enged következtetni, hogy Magyarországon a jogalkotók elsősorban középvezetű hálózaton képzelik el az energiaközösségek megvalósulását. Viszont működésük egyik alappilléret képző villamosenergia-kereskedelmet folytathatnak, ehhez saját tulajdonban álló vezeték építhetnek ki, közvilágítási rendszert működtethetnek és 0,5 MW vagy azt meghaladó kisütési teljesítményű tárolót telepíthetnek. [3]

A magyarországi energiastratégia egyik fontos célkitűzése, hogy 2030-ig minden járásban megvalósuljon – ahogyan fogalmaznak – *legalább egy jól működő, példaértékű megújuló energiaközösség* [5]. Ennek elérése céljából aktív diskurzus folyik az elosztóhálózati rendszerüzemeltetők, a Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal és az alakuló energiaközösségek között. A ZKK energiaközösségek kapcsán végzett kutatásáról készült beszámoló többek között kitér az egyes felek álláspontjára is, amelyből a legfontosabbakat dolgozatomban én is kiemelem.

Az energiaközösségek kapcsán felmerülő kérdések közül talán az egyik legfontosabb a rendszerhasználati díjra vonatkozik. A közösségek egységes álláspontot képviselnek azzal összefüggésben, hogy amennyiben a helyben termelt energia elfogyasztása a közcélú hálózat igénybevétele nélkül történik – erre főként társasházak esetén van lehetőség, akkor ezen díj megfizetése alól mentesség illesse meg őket. A beszámolóból kiderül, hogy a DSO-k (Distribution System Operator) osztoznak az energiaközösség ezen álláspontjában, azonban a villamosenergia-hálózatot igénybe vevő energiamegosztás révén vitás kérdések merülnek fel. Az energiaközösségek az európai uniós szabályozásban foglalt *„arányos és költségtükröző rendszerhasználati díjak”* [6] kifejezés mentén érvelnek, amikor annak csökkentését kérik a hálózatbővítésre és veszteségekre gyakorolt kedvező hatásuk fejében. Továbbá kifejtik: amennyiben a magasabb feszültség szinten üzemelő hálózatrészeket nem érinti az általuk termelt villamosenergia-megosztása, úgy a jelölt díjtétel csak egy méltányosan arányosított része terhelje a közösséget. Az elosztóhálózati rendszerüzemeltető szerint nem ismertek pontosan az energiaközösség hálózat üzemeltetési és fejlesztési kiadásokra gyakorolt hatása, így a díjtétel csökkentése jelenleg nem megoldott. A MEKH (Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal) a DSO véleményével hasonló álláspontot fogalmazott meg, továbbá kiemeli, hogy *„az energiaközösség nem tevékenység, hanem jogi forma, energiaközösségi specifikus tarifa így nem indokolt”* [6] - írják a beszámoló szerzői.

Ezenfelül a hivatal rávilágít arra, hogy a rendszerhasználati díj csökkentése elenyésző haszonnal járna a közösség számára, így a villamosenergia-rendszeren kívüli támogatási forma minden bizonnyal kedvezőbb lenne.

A fentebb részletezettek alapján látható az Európai Unió (EU), és ezen belül Magyarország energiastratégiájának is egyik fontos eleme az energiaközösség. A tendenciák és irányelvek azt mutatják, hogy a DSO-k idegenkedése ellenére a rendszerhasználati díj átdolgozása, az okosmérés bevezetése, a termeléssel térben és időben is azonos fogyasztást támogató tarifarendszer megalkotása elengedhetetlenül fontos az energiaközösségek hazai elterjedéséhez. Mindezen feladat elvégzéséhez és a jelenleg alakuló közösségek helyzetének előmozdításához nagyban hozzájárulna egy szabályozói homokozó kidolgozása, amelyben az okosmérésre és a hozzá kötődő elszámolás, illetve a rendszerhasználati díjkedvezmény kipróbálására lehetőség nyílna. [6]

Habár a többi európai uniós tagországban az energiaközösségekre bevezetett szabályozások és elszámolási módok önmagukban, a teljes jogszabályi környezet ismerete nélkül, átfogó képpel nem szolgálnak, viszont alkalmas igazodási pontot jelenthetnek a hazai reformok megalkotása során. Ezen oknál fogva a következő fejezetben az EU tagországokban tett energiaközösségi körképpel, és az uniós szabályozások, valamint irányelvek bemutatásával foglalkozom a teljesség igénye nélkül.

2.3 Szabályozások és irányelvek az Európai Unióban

Az Európai Unióban jelenleg érvényben levő irányelv szerint azokat a közösségi energetikai kezdeményezéseket, amelyek gazdasági, környezeti és társadalmi szempontból előnyösek a közösség számára, helyi energiaközösségeként kell elismerni. Ezen intézkedés célja, hogy olyan jogszabályi keretet teremtsen, amely támogatja és lehetővé teszi a közösségek számára az akadálymentes működést, valamint biztosítja az igazságos és egyenlő versenyfeltételeket. Eme újonnan alakult jogi formáról az EU 2019/944 irányelvének [2] III. fejezet 16. cikkelye rendelkezik, mely értelmében az imént említett jogszabályi keretet tagállami szinten úgy kell megalkotni, hogy az biztosítsa a nyitott és önkéntes energiaközösségi részvételt, lehetőséget teremtsen a közösség elhagyására, a tagság más minőségben szerzett jogait és kötelezettségeit továbbra is fenntartsa és garantálja a hatóság által megállapított működés ellenében jóváírandó méltányos juttatást. Ugyanezen cikk második bekezdése döntési lehetőséget kínál

tagállami szinten az energiaközösségek határon átívelő megvalósítására, az elosztóhálózatok közösségi irányítására és tulajdonlására. A magyar szabályozás azonban ezen lehetőségeket elutasítja, így a jogszabály 4. passzusa ebből a szempontból irreleváns. Fontos továbbá kiemelni, hogy a tagállamoknak gondoskodniuk kell arról, hogy a helyi energiaközösségek egyenlő feltételek mellett, szabályozási központokba tömörülve hozzáférjenek a villamosenergia-piacokhoz, a villamosenergia-rendszer minden szereplőjének funkcionalitásában diszkriminációtól mentes módon működhessenek, valamint az általuk okozott kiegyenlítetlenségekért pénzügyi felelősséggel tartozzanak. [2]

Elmondható, hogy a tagállamokban az energiaközösségekre vonatkozó, európai uniós szabályozás saját jogrendszerbe történő átültetése, a támogatási formák, ösztönző eszközök kialakítása és gyakorlati tapasztalatok szerzése nagyfokú differenciáltságot mutat. A ZKK kutatásából kitűnik, hogy az energiaközösségek kapcsán gyakorlattal rendelkező tagállamokban nem a szervezeti forma, hanem a megosztott energia mennyisége után jár a kedvezmény. Spanyolországban széles körben támogatják az önfogyasztást: a megtermelt energia a közcélú hálózat igénybevételével, hálózati díjak felszámítása nélkül megosztható, amennyiben 500 m távolságon belül kerül elfogyasztásra [7]. Ugyancsak a közcélú hálózat igénybevétele mellett rendszerhasználati díjból kedvezmény igényelhető Portugáliában, amennyiben a termelés és a fogyasztás egyazon feszültség szinten történik [6]. Görögország rendelkezik a közösségi önfogyasztás tekintetében a legkedvezőbb, virtuális nettó szaldó elszámolási rendszerrel, megkötést az jelent, hogy termelő és az általa generált energia ugyanazon feszültség szinten kerüljön elfogyasztásra. Ausztriában már bevezették társasházakra vonatkozóan a közösségi önfogyasztás kedvezményes elszámolási rendszerét. Ennek allokációját a területileg illetékes elosztói engedélyes végzi negyedórás bontásban, ezzel is mindinkább motiválva a termelés és fogyasztás azonos idejű lebonyolítására. Franciaország esetében az allokálási idő félórás, viszont önfogyasztás rendszerére csak abban az esetben jogosult az energiaközösség, ha a termelést minimum 50%-ban el is fogyasztja. A beszámoló szerzői az egyetlen elérhető kedvező elszámolási módot a következőképpen jellemzik: *„amikor egyidejűleg önfogyasztás van, akkor kedvezményes a díj, a felsőbb feszültség szintek díjait elengedik, viszont amikor nincs egyidejű önfogyasztás, akkor az általános tarifához képest magasabb a rendszerhasználati díj”* [6].

2.4 Támogatási gyakorlatok

Ebben a részben - ugyancsak a teljesség igénye nélkül – áttekintést kívánok adni az Európai Unió szakpolitikai szempontból kulcsfontosságú, energiaközösségekre vonatkozó támogatásairól. Egészen a közelmúltig azok a polgárok, akik részt kívántak venni a helyi energiatermelésben, igencsak korlátozott mértékű támogatásban részesülhettek európai uniós szinten, így gyakran a helyi vagy tagállami politikára voltak kényszerűek támaszkodni. Az energiaközösségek fontosságának felismerése azonban számos új támogatási lehetőséget eredményezett. A „Clean Energy for All Europeans” csomag biztosítja, hogy az egyes kormányok törvényt alkossanak az energiaközösségeket támogató keretrendszerrel, kimondottan [1] és [2] direktívákban foglaltaknak megfelelő módon. [8]

Minden nemzet jogalkotó környezete más, így az egyes energiaközösségek is eltérő szabályozás alá esnek működési módjuk tekintetében. Nem határozható meg egy, mindenki számára egységes folyamat a finanszírozás elnyerésére, így fontos tisztában lenni a különböző támogatási gyakorlatokkal és eszközökkel. A következőkben néhány példát hozok arra vonatkozóan, hogy az EU egyes tagállamai milyen pénzügyi támogatást ajánlanak a tiszta energiatermelés és az energiaközösségi tevékenységek tekintetében: a lakosságot ösztönözve lehetővé teszik a helyi villamosenergia tarifák bevezetését a közösségi önfogyasztásra, csökkentett hálózati csatlakozási és működési díjakat szabnak a megújuló energiát hasznosító termelőegységek számára, adómentességet biztosítanak a helyben megtermelt és elfogyasztott energiára, valamint kölcsönt nyújtanak megújuló energia infrastruktúra telepítésére. [8]

A fentebb részletezettek alapján látható, hogy az energiaközösségek gyakorlata Magyarországon egyelőre „gyerekcipőben jár”, viszont nem kérdéses ezen új hálózati szereplő létjogosultsága a jövő fenntartható fejlődésére nézve. Az említettek szerint, egy szabályozói homokozó megvalósítása nagy előrelépést jelentene a hazai energiaközösségeket érintő elszámolási rendszer kidolgozására, és ezen keresztül előremutató lenne a közösségek megalakulása irányába.

A dolgozatom további fejezeteiben az energiaközösségi akkumulátorok kérdéskörével foglalkozom, immáron műszaki szemszögből.

3 Akkumulátor méretezése és elhelyezése

Akkumulátorok hálózati telepítésére azért van szükség, mert a villamosenergia-fogyasztásának helye és ideje nem feltétlenül esik egybe a megújuló forrásból származó energia termelésének helyével és idejével. A háztartási méretű kiserőművel (HMKE) rendelkező lakossági fogyasztó akkumulátort, az energiaközösség akkumulátorokat telepíthet, hogy csökkentse az Elosztóhálózati Rendszerüzemeltető részére fizetendő szolgáltatás díját egy számára kedvezőtlen elszámolási szabályozás esetén. Viszont, az elosztói engedélyes is dönthet a villamosenergia-tárolás mellett: számára kiegészítő és rugalmassági szolgáltatásokat nyújthat, lehetővé teheti az egyébként hálózatüzemeltetési szempontból szükséges beruházások időpontjának elhalasztását, illetve felhasználhatja a hálózati feszültség minőségi mutatóinak javítására is. A különböző érdekek figyelembevétele eltérő módon méretezett és elhelyezett akkumulátorokat eredményezhet. Azonban a szolgáltató és az energiaközösség közötti kölcsönösen kedvező megegyezés révén optimálisan tervezett energiatároló kerülhet beépítésre.

Az említett szempontok közül a Garantált Szolgáltatásokban lefektetett, kisfeszültségű felhasználási hely csatlakozási pontján lévő feszültség nagyságára vonatkozó, korlátozó szabályozást tekintem elsődlegesnek. A közösségi akkumulátor(ok) méretezését és elhelyezését ennek figyelembevétele mellett végzem el. A következő alfejezetekben méretezési módszereket dolgozok ki mind központi, mind elosztott akkumulátor esetére. Az egyes eljárások eredményeit bemutatom és összehasonlítom egymással, valamint meghatározom az optimumnak tekinthető akkumulátoros energia tárolókat. Ezen túlmenően összevetem a központi és elosztott akkumulátorokat 70 és 100%-os napelemes elterjedtséget feltételezve, majd levonom szükséges következtetéseket. Mindezen feladat elvégzése során a tanszéki fejlesztésű MVM-EK szoftvert használom fel.

3.1 Központi akkumulátor vizsgálata

Központi akkumulátor alatt azt az esetet értem, amikor a kisfeszültségű elosztóhálózat adott transzformátor körzetének egy kitüntetett hálózati csatlakozási pontjába kerül akkumulátor telepítésre.

3.1.1 Akkumulátor méretezése P(U) szabályozás felhasználásával

Az Elosztói Szabályzat szerint, a hálózatra csatlakozó inverterek a csatlakozási ponton mérhető feszültség függvényében 250 V értéktől kezdődően visszszabályozzák betáplálásukat, 253 V felett pedig teljesen kikapcsolnak. Az inverterek P(U) szabályozása és az annak következtében elveszendő energia betárolása képezi ezen méretezési módszer alapját. Következésképpen elmondható, hogy a leszabályozás helyett az akkumulátorok töltése fogyasztásként kompenzálja a napelemes termelés feszültségemelő hatását. A módszer szintetikus, ugyanis felhasználja az említett hálózatszámító szoftver szabályozás nélküli – nincs korlátozás a hálózati betáplálásra - és a P(U) szabályozás alkalmazásával kiadódó futtatási eredményeit. Minden eredményfájlban kimentésre kerül az összes megtermelt energia mennyisége a „gen_curtailed_sum” háromelemű oszlopvektorban, ahol az egyes elemek sorrendben a téli, nyári és az őszi napra vonatkoznak. A vektor középső elemének a szabályozás nélküli ($\sum E_0$) és a P(U) szabályozás melletti ($\sum E_{P(U)}$) értékének különbségképzésével megtudható, hogy mennyi energia vész el az inverterek leszabályozása következtében (E_{akk}). A cél az, hogy ezen energiamennyiség az akkumulátorban eltárolásra kerüljön, így növelve a napelemek kihasználtságát, illetve csökkentve – esetleg teljesen megszüntetve — a hálózati feszültség problémát. Ennek értelmében a számolt energia felel meg a telepítendő akkumulátor kapacitásának (E_{akk}).

$$\sum E_0 - \sum E_{P(U)} = E_{akk}$$

Tapasztalatom szerint a vizsgált adatsorok közül a nyári napon a 47. negyedórában, vagyis 11:30-11:45 között maximális a napelemek teljesítmény betáplálása a hálózatba. Mindezzel azért fontos tisztában lenni, mert ebben a negyedórában fennálló teljesítmény betáplálások határozzák meg a telepítendő akkumulátor névleges teljesítményét. A kiértékelő lehetőséget biztosít ezen negyedóra vonatkozó összes termelés kW dimenziójú leolvasására. Ezt kihasználva meghatározható, hogy a szabályozástól mentes ($\sum P_0$) és a P(U) szabályozás melletti ($\sum P_{P(U)}$) értékek között mekkora az eltérés. Ez a különbséti érték felel meg az akkumulátor maximális töltőteliességének (P_{akk}).

$$\sum P_0 - \sum P_{P(U)} = P_{akk}$$

Az akkumulátor kapacitásának és névleges teljesítményének ismeretében egyszerűen, a hányadosukként számolható az akkumulátor-idő, amely megadja, hogy

mennyi ideig képes a 100% töltöttség eléréséig névleges teljesítményen tölteni a tároló. Ezen egyszerű számítások eredményeként a központi akkumulátor jellemző paramétereit előállították.

$$\frac{E_{akk}}{P_{akk}} = t_{akk}$$

Fontos viszont észrevenni, hogy a bemutatott, központi akkumulátorra vonatkozó, P(U) szabályozáson alapuló méretezés nem veszi figyelembe a teljesítményáramlás feszültségemelő illetve -csökkentő hatását, valamint nem határozza meg az akkumulátor elhelyezkedését. Ezen hiányosság okán, ugyanazon méretezett akkumulátorral több, különböző csomópont esetére végzek futtatásokat mind 70, mind pedig 100%-os napelemes elterjedtség esetén. A két penetráció esetére vonatkozó méretezés bemutatása mellett, a nyert eredmények összehasonlításával következtetést vonok le az optimális elhelyezkedést illetően.

(A jelölésekben alsó indexként a „0” a szabályozás nélkülségre, a P(U) a megfelelő szabályozásra, míg a szumma az energia esetén teljes napra, P esetében a 47. negyedóra-ra való csomópontok szerinti összegzésre utal.)

3.1.1.1 70%-os napelemes elterjedtség – P(U) méretezés

Ahogy a méretezési eljárás általános bemutatásakor már szerepelt, az első lépés a szabályozás nélküli és a P(U) szabályozás melletti futtatási eredményekből a szükséges adatokat kinyerni. A számításhoz szükséges információkat a következő táblázatban (3.1. táblázat) közlöm.

	$\sum E$ [MWh]	$\sum P$ [kW]
szabályozás nélkül	1,7473	214,3
P(U) szabályozással	1,6962	201,4
különbség	0,0511	12,9

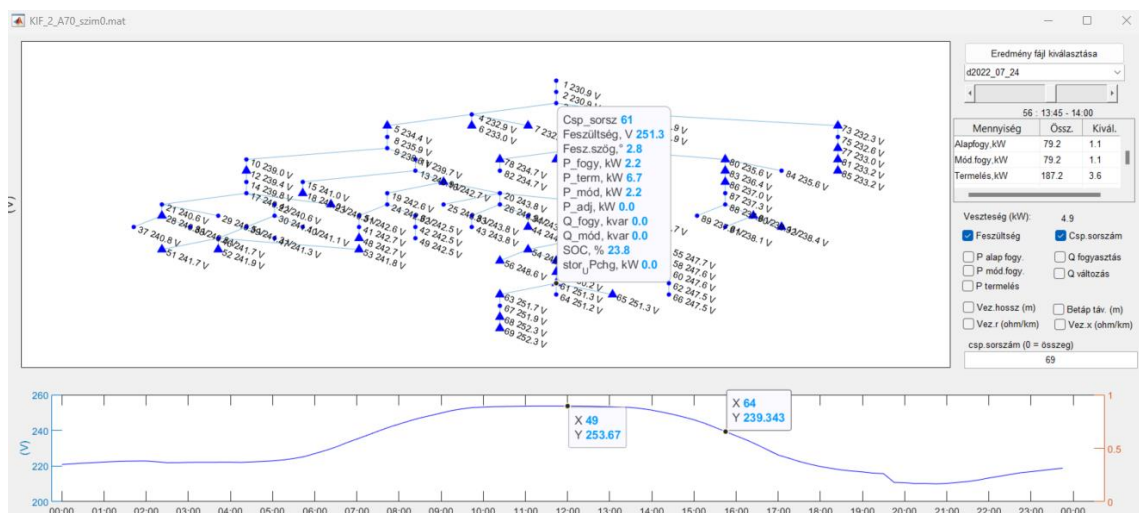
3.1. táblázat: 70% PV penetráció, központi akkumulátor P(U) méretezéssel

$$E_{akk} = \sum E_0 - \sum E_{P(U)} = 0,0511 \text{ MWh} = 51,1 \text{ kWh}$$

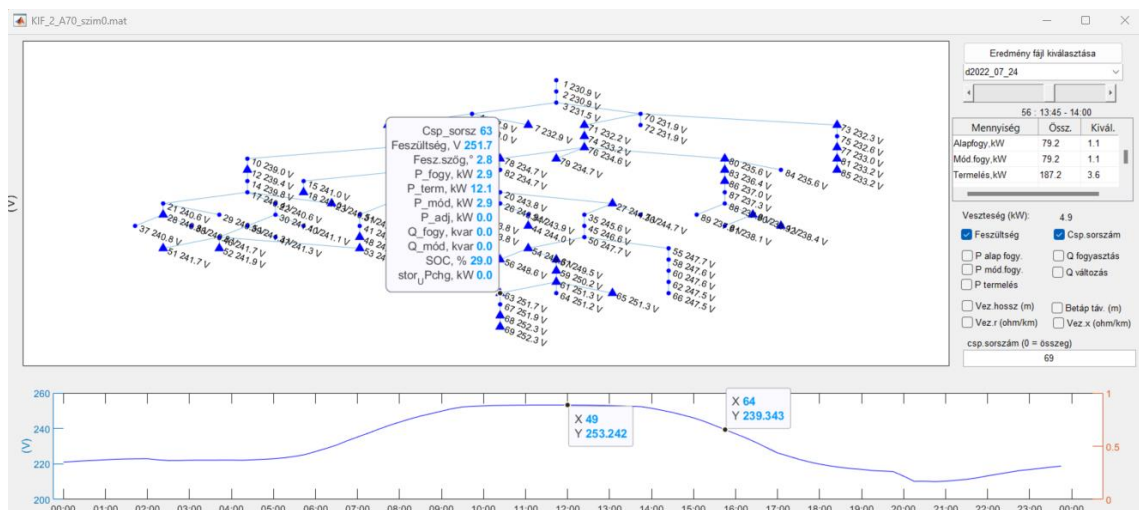
$$P_{akk} = \sum P_0 - \sum P_{P(U)} = 12,9 \text{ kW}$$

$$t_{akk} = \frac{E_{akk}}{P_{akk}} = \frac{51,1}{12,9} = 3,96 \text{ h}$$

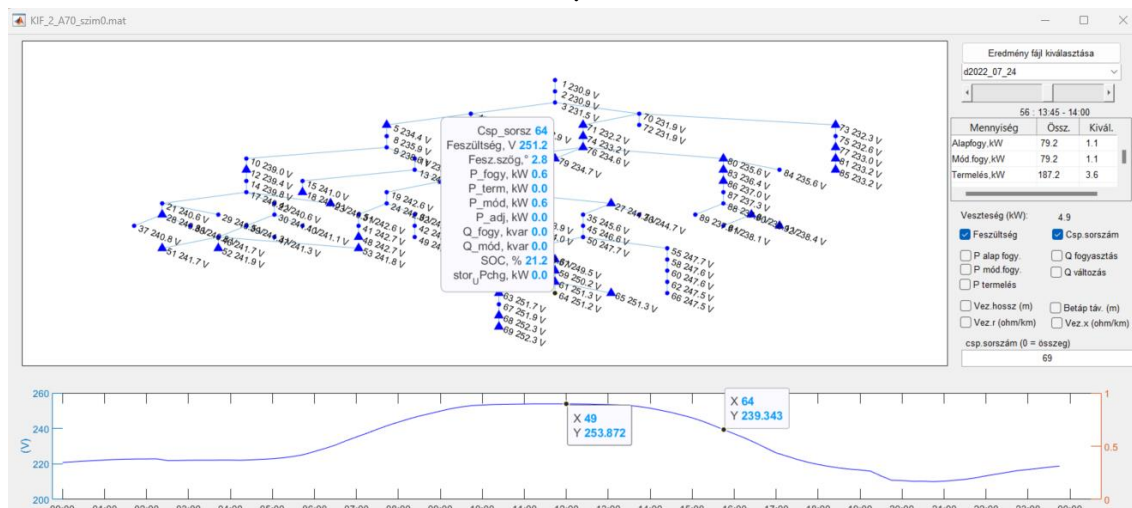
A következő ábrákon (3.1. ábra, 3.2. ábra, 3.3. ábra, 3.4. ábra) szereplő eredmények a kiszámolt méretű akkumulátor telepítésével adódtak, közöttük a beállításra vonatkozó különbség csupán az akkumulátor elhelyezkedésében van. A vizsgált csomópontok a szabályozás nélküli esetben feszültségsértés által érintettek közül kerültek ki (lásd a függelékben: 9.1. ábra). Ezeken a csomópontokon azért lép fel feszültségsértés, mert dominánsan többlet termelés van jelen, ennek kompenzálására hivatott az akkumulátor. Tehát a vizsgált csomópontok a következők: 61; 63; 64; 69.



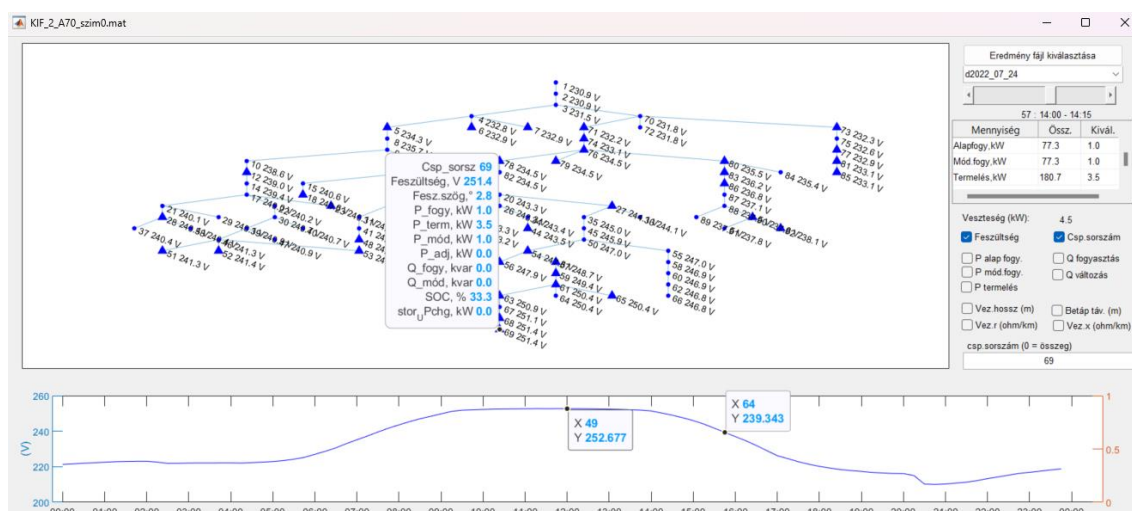
3.1. ábra: 70% PV penetráció, 12,9kW & 3,96h akkumulátor a 61. csomópontban



3.2. ábra: 70% PV penetráció, 12,9kW & 3,96h akkumulátor a 63. csomópontban



3.3. ábra: 70% PV penetráció, 12,9kW & 3,96h akkumulátor a 64. csomópontban



3.4. ábra: 70% PV penetráció, 12,9kW & 3,96h akkumulátor a 69. csomópontban

Jól látható, hogy bármely csomópontba helyezve az akkumulátort a 70%-os napelemes elterjedtség mellett fennálló feszültségsértés megszűnik (a 49. negyedórán a feszültség névleges értékének 110%-a, vagyis 254 V alatt marad). A 69. csomópontban elhelyezett akkumulátor abból a szempontból tekinthető optimálisnak, hogy ebben az esetben érhető el a legalacsonyabb feszültség a hálózat csatlakozási pontjain a betárolás ideje alatt, azon kívül megegyeznek (lásd: 64. negyedóra az ábrákon). Példaként tekintsük mind a négy ábrán a 69. csomópont feszültségét a 49. negyedórán! Mindennek az az oka, hogy ebben az esetben a hálózat végéről (69. csomópont felől) nem áramlik teljesítmény a csomópontokat összekötő vezetékszakaszokon keresztül az akkumulátorba, így nincs jelen ennek a feszültségemelő hatása sem, a többi vizsgált esetben viszont fellép ez a hatás. Mivel a transzformátor (1. csomópont) és az

akkumulátor (69. csomópont) között egyenként az 56, 65. vagy például az 52. csomóponton keresztül nem vezet út, így az ezeken jelenlevő napelemek a tároló telepítése ellenére feszültségemelő módon hatnak a hálózati feszültségre, de ezek hatása a kis betáplált teljesítmény vagy a kis távolság miatt elhanyagolható 70%-os PV penetráció esetén (100%-os PV penetrációnál viszont nem, lásd később). Az előbbi állítás érvényes a 61, 63, és a 64. csomópontba telepített akkumulátor esetére is.

Tehát a 69. csomópontba telepített akkumulátor eredményezi a legkisebb feszültségeket a hálózaton a töltés ideje alatt. Mindez miért fontos? Miért nem elegendő csupán a névleges feszültség értékének 110%-a alatt tartani az egyes csatlakozási pontokon a feszültséget? Ennek oka az inverterek működésében keresendő, ugyanis az elosztói szabályzat szerint jó részük már 250 V feszültségtől elkezd leszabályozni. Így az akkumulátorral biztosított kisebb feszültség esetén kevesebb energia vész el. Természetesen a kisebb feszültség értékek a betárolási karakterisztika módosításával is elérhetőek lennének, de ennek hátránya, hogy ebben az esetben nagyobb kapacitású akkumulátor szükséges.

A szabályozás nélküli esetben a 69. csomópont feszültségét emelné meg leginkább a hálózaton a transzformátor felé áramló teljesítmény. Mivel a betárolás a feszültség függvényében történik, így nem csoda, hogy az ide helyezett akkumulátor éri el a problémás időszak végére a legmagasabb, 33,3%-os töltöttséget. Összehasonlítva az akkumulátorok SoC (State of Charge) értékét abban a negyedórában, amikor befejezik a betárolást ($stor_U_P_chg == 0$, vagyis 0 kW-val tölt az akkumulátor), megállapítható, hogy a 64. csomópontban elhelyezett éri el a legalacsonyabb töltöttséget. A következő táblázatban (3.2. táblázat) összefoglalom a betárolási időszak végén az egyes csomópontokban elhelyezett akkumulátor SoC értékét, valamint a hálózaton a 49. negyedórában fellépő veszteséget.

Csomópont	61	63	64	69
SoC [%]	23,8	29,0	21,2	33,3
Veszteség [kW] (49. negyedóra)	5,9	5,8	6,0	5,7

3.2. táblázat: 70% PV penetráció, központi akkumulátorok töltöttsége és a fellépő veszteség összehasonlítása

A futtatott esetek közül is a 64. csomópontba telepített akkumulátor töltődik fel a legkevésbé a nap folyamán (3.2. táblázat) amellett, hogy a problémát megoldja. Mindebből az a következtetés vonható le, hogy az akkumulátor mérete szempontjából (minimális méret) ebben a csomópontban optimális a tároló elhelyezése. Ennek oka az lehet, hogy a 64. csomópont egy passzív fogyasztót reprezentál, vagyis itt nincs telepítve napelem, tehát ennek következtében fellépő feszültségemelkedés sem jelentkezik. Mivel a betárolás a feszültség alapján történik, így kisebb feszültség révén kevesebb energia eltárolása szükséges a feszültségprobléma kiküszöböléséhez.

A töltöttség egyik esetben sem éri el a 100%-ot, az akkumulátorok túlméretezettek. A méret csökkentése érdekében és a kihasználtság növelésének céljából korrekciót szükséges végezni. A jelenlegi SoC-vel arányosítani szükséges az akkumulátor időket a következő szerint.

$$t'_{akk} = t_{akk} * \frac{SoC}{100}$$

Csomópont	61	63	64	69
Teljesítmény (P_{akk}) [kW]	12,9	12,9	12,9	12,9
Idő (t'_{akk}) [h]	1	1,2	0,9	1,4

3.3. táblázat: 70% PV penetráció, korrigált központi akkumulátorok

A veszteséget csupán egy negyedóra vonatkozóan közlöm, mivel az akkumulátor teljes töltési időszakában ebből a szempontból hasonlóan viszonyulnak egymáshoz az egyes esetek. Ezek a veszteségek a korábban leírtakkal összhangban vannak. A feszültség probléma által érintett hálózatrészen belül, minél inkább a transzformátortól távolabb eső csomópontba telepítjük az akkumulátort, annál kisebb lesz a veszteség. Ennek az az oka, hogy a hálózat végén jelentkező fogyasztás (jelen esetben akkumulátor) nagyobb feszültség csökkentő hatással bír.

Ebből az egyszerű esetből is levonható az a következtetés, hogy az akkumulátorok mérete és lokációjának meghatározása során számos szempont figyelembe veendő.

3.1.1.2 100%-os napelemes elterjedtség – P(U) méretezés

Ahogy 70%-os PV penetrációnál, úgy most is a méretezéshez szükséges információkat táblázatos formában közlöm (3.4. táblázat).

	$\sum E$ [MWh]	$\sum P$ [kW]
szabályozás nélkül	2,5070	307,5
P(U) szabályozással	2,2186	254,2
különbség	0,2884	53,3

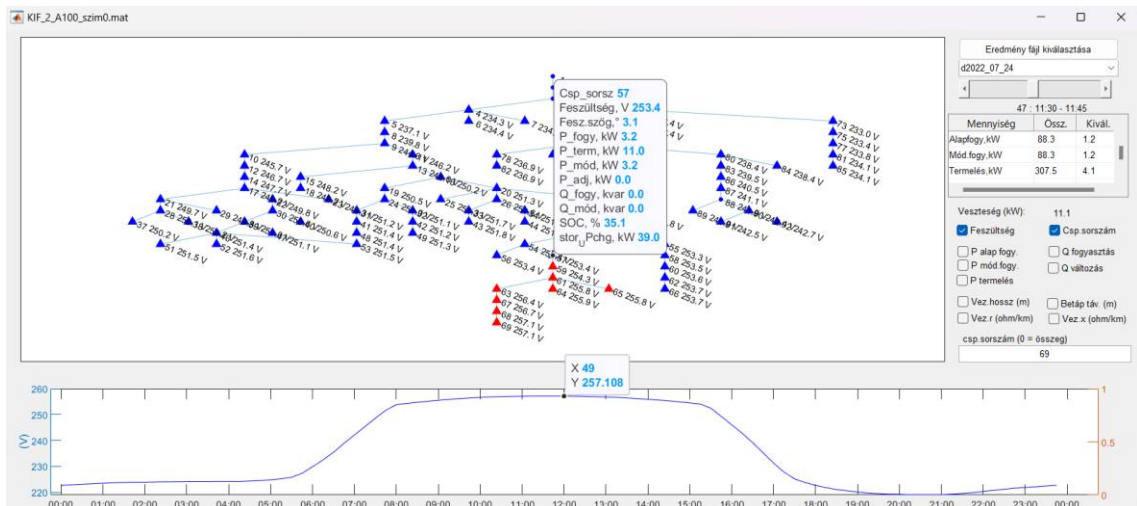
3.4. táblázat: 100%-os PV penetráció, központi akkumulátor P(U) méretezése

$$E_{akk} = \sum E_0 - \sum E_{P(U)} = 0,2884 \text{ MWh} = \mathbf{288,4 \text{ kWh}}$$

$$P_{akk} = \sum P_0 - \sum P_{P(U)} = \mathbf{53,3 \text{ kW}}$$

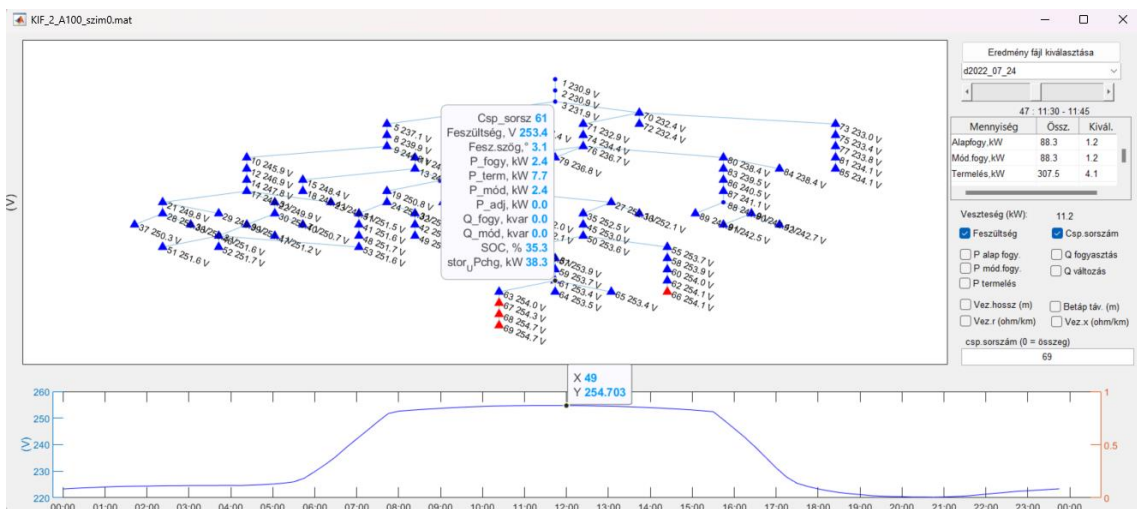
$$t_{akk} = \frac{E_{akk}}{P_{akk}} = \frac{288,4}{53,3} = \mathbf{5,41 \text{ h}}$$

A következő ábrákon (3.5. ábra, 3.6. ábra, 3.7. ábra, 3.8. ábra) szereplő eredmények a kiszámolt méretű akkumulátor telepítésével adódtak, közöttük a beállításra vonatkozó különbség csupán az akkumulátor elhelyezkedésében van. A vizsgált csomópontok a szabályozás nélküli esetben feszültségsértés által érintettek közül kerültek ki. 100%-os PV penetráció mellett szabályozás nélküli esetben a feszültségsértés által érintett hálózatrész nagyobb kiterjedésű (lásd a függelékben: 9.2. ábra), mivel a korábban passzív csomópontokon napelemes termelőegységek jelennek meg (pl.: a 66, 62, 60, 58. és az 55. csomóponton). Az előzőekben példaként említettek miatt új csomópontban is vizsgálom a telepített akkumulátor hálózatra gyakorolt hatását: az 57-ben. Tehát a vizsgált csomópontok a következők: 57, 61, 63. és 69. Megjegyzem, hogy a 63. csatlakozási ponton kapcsolódik a legnagyobb teljesítményű napelem a hálózathoz. Míg a 69. csomópont kitüntetettsége abban rejlik, hogy a hálózat végpontjai közül ez helyezkedik el azon a területen, ahol a legnagyobb a beépített összes napelemes teljesítmény. Az ábrákat a legkritikusabb, vagyis a 47. negyedórában jelenítem meg, az egyes esetekben elért maximális SoC értéket táblázatos formában közlöm a következőkben.



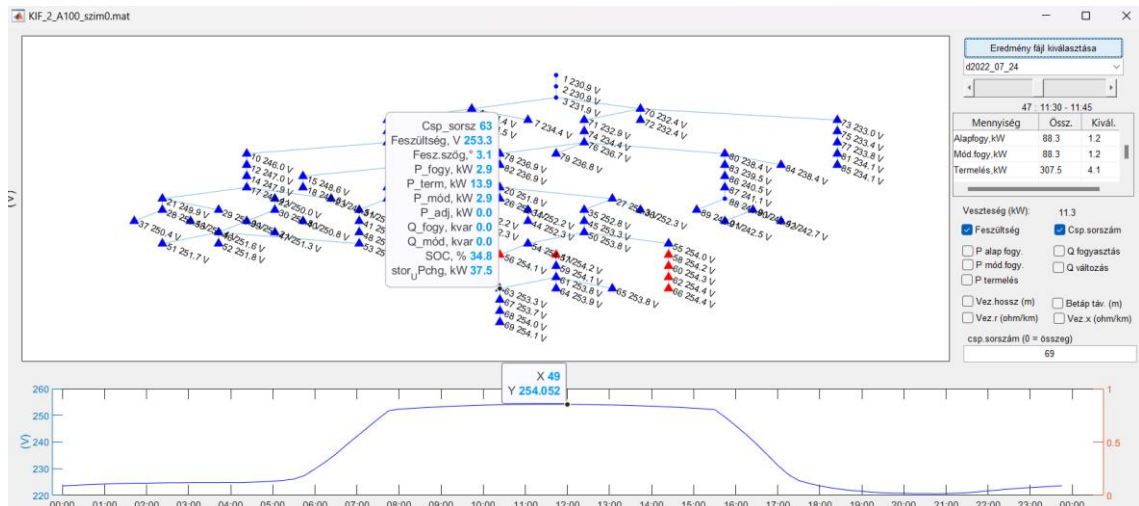
3.5. ábra: 100% PV penetráció, 53,3kW & 5,41h akkumulátor a 57. csomópontban

A 57. csomópontba telepített akkumulátor esetében (3.5. ábra) a hálózat végéről áramló teljesítmény a tárolót követő hálózatzakason megemeli a feszültséget a csatlakozási ponton a 47. negyedórában mérhető 253,4 V-hoz képest. Viszont az akkumulátortól a betáplálás felé lévő hálózatrészen a feszültség a névleges érték 110%-a alatt marad a teljes napra vonatkozóan.



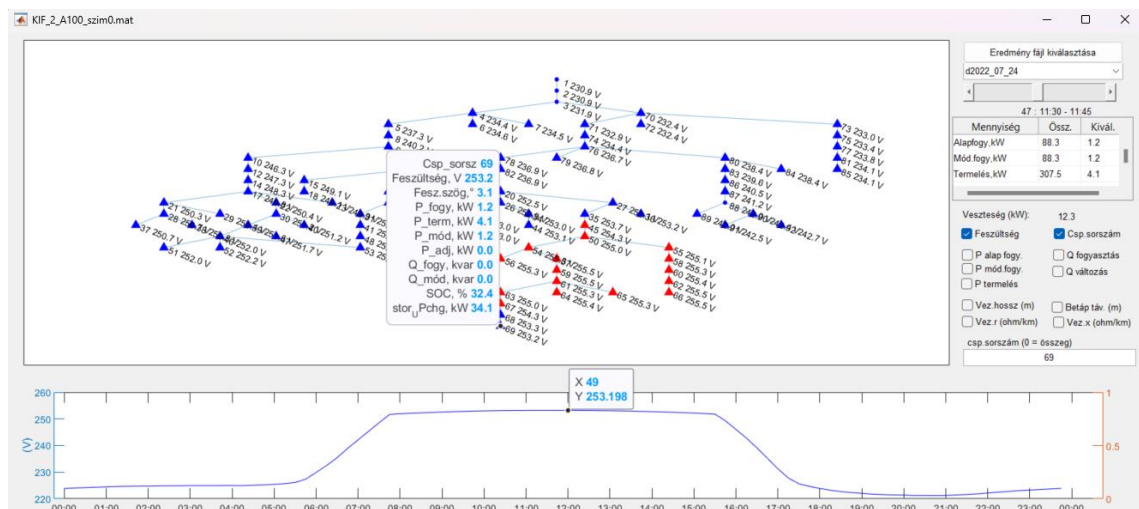
3.6. ábra: 100% PV penetráció, 53,3kW & 5,41h akkumulátor a 61. csomópontban

A fenti ábra (3.6. ábra) alapján megállapítható, hogy a feszültségsértés kiterjedése szerint a 61. csomópont kedvezőbb helynek számít az 57. csomóponti telepítéshez képest. Mivel a transzformátortól, illetve az 50. csomóponttól villamosan távolabb került az akkumulátor, így a nagyobb feszültségeséseknek köszönhetően megjelent a 66. csomóponton a feszültség probléma. Tekintve a következő ábrákat (3.7. ábra, 3.8. ábra) ez a tendencia jól megfigyelhető.



3.7. ábra: 100% PV penetráció, 53,3kW & 5,41h akkumulátor a 63. csomópontban

Amellett, hogy immáron az 58. csomópontig kiszélesedett a feszültségsértés, a korábban a hálózat végén jelenlevő túlfeszültség megszűnt az akkumulátor 63. csomópontba való telepítésével (3.7. ábra). Az eddig vizsgált esetekkel összehasonlítva a feszültség probléma által érintett hálózatrész kiterjedtségét, megállapíthatjuk azt, hogy jelen esetben a legkisebb. A 63. csomópontba telepített akkumulátor töltőteljesítményének növelésével a probléma csaknem teljes mértékig kiküszöbölhető (lásd: egyvonalas séma).



3.8. ábra: 100% PV penetráció, 53,3kW & 5,41h akkumulátor a 69. csomópontban

A 3.8. ábra szerint a transzformátor és a 69. csomópont között vezető útba nem eső csatlakozási pontok napelemes teljesítmény betáplálása dominánsabban emeli a feszültséget (pl.: 60, 56, 65.), mint ahogyan az akkumulátor töltése csökkenti. Ez okozza

azt, hogy jelen esetben tapasztalható a legtöbb csomópontot érintő feszültségsértés a négy eset közül.

Mindenesetre a négy esetből már jól látható a tendencia: amennyiben az 50. csomóponthoz helyezük közelebb az akkumulátort, akkor a hálózat végén lép fel dominánsan a feszültség probléma. Ellenben, hálózatvégi telepítés esetén a 50. kezdőponttal rendelkező hálózati „fürtön” emelkedik a feszültség 254V fölé. Ebben a forgatókönyvben a feszültség problémát nem sikerült kiküszöbölni, de egyértelműen látszik: 100% PV penetráció esetén az akkumulátort a 63. csomópontba érdemes helyezni.

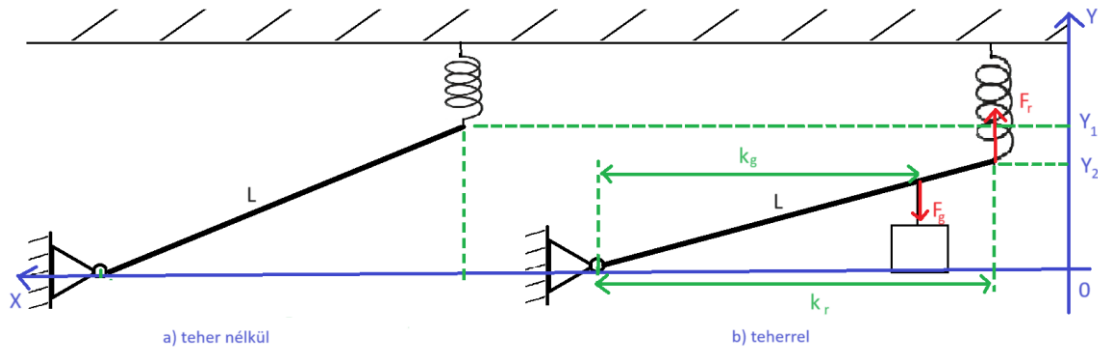
Csomópont	57	61	63	69
SoC [%]	70,5	71	70	64,7
Veszteség [kW] (49. negyedóra)	11,1	11,2	11,3	12,3

3.5. táblázat: 100% PV penetráció, központi akkumulátor töltöttségek és veszteségek összehasonlítása

A veszteség a 47. negyedórában a 69. csomópontban elhelyezett akkumulátor esetén a legnagyobb, hiszen ekkor a legnagyobb kiterjedésű a feszültség probléma. A legalacsonyabb töltöttséget a 69. csomópont akkumulátora éri el (3.5. táblázat). Saját csatlakozási pontjának feszültsége a nap során hamarabb kerül 109% alá, így kevesebb energiát tárol el. Az akkumulátor idők korrekcióját nem végzem el, mivel a feszültség probléma egyik esetben sem oldódott meg.

3.1.2 Az akkumulátor méretezése az egyvonalas séma módszerével

Mielőtt részletezném az egyvonalas séma méretezési módszert, tekintsük a következő ábrát (3.9. ábra).



3.9. ábra: Analógia

A 3.9. ábra a) részén egy a végén rugóval felfüggesztett, teher nélküli egykarú emelő látható. A rúd tömegét elhanyagolom, a rugó megnyúlása 0 m. Ebben az esetben a rúd vége Y_1 magasságban helyezkedik el. A célom ezen magasság Y_2 értékre csökkentése úgy, hogy a konstrukció elemeit meghagyom. Megoldásként a b) ábrán szereplő terhet akasztom a rúd egy pontjára. Már csak az a kérdés, hogy mekkora tömegű teherre van szükség. Abban a helyzetben, ahol a rúd végpontja Y_2 magasságban van, pontosan ismert a rugóban ébredő erő: $F_r = D(Y_1 - Y_2)$, ahol D a rugóállandó.

A b) ábrán a rúd egyensúlyi állapotban van. Egy rögzített tengely körül forgó merev test egyensúlyának egyik feltétele, hogy a rá ható erők forgatónyomatékainak eredője nullvektor legyen. (A másik, hogy a rá ható erők eredője zérus legyen. Természetesen ez is teljesül, viszont megjegyzem, hogy a rögzítésnél ébredő erőt nem rajzoltam be az ábrába, mivel ennek a forgatónyomatéka 0.) Az említett törvényszerűséget kihasználva a teher tömege számítható a következők szerint.

$$\sum M = F_r k_r - F_g k_g \stackrel{\text{def}}{=} 0$$

$$m = \frac{F_r k_r}{g k_g} = \frac{D(Y_1 - Y_2) k_r}{g k_g}$$

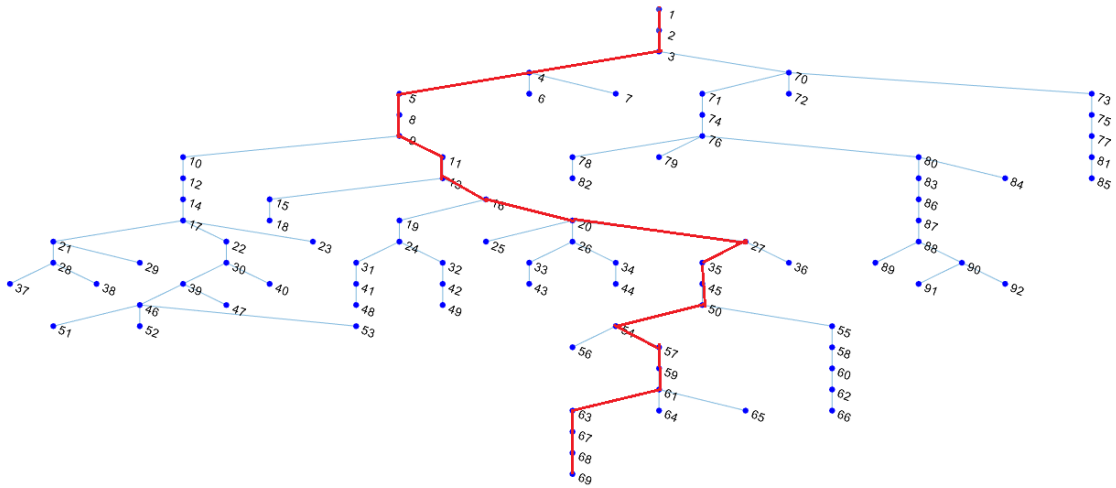
A vázolt és megoldott statikai problémát azért mutattam be, mert az akkumulátor méretezését – bármennyire meglepő – ennek analógiája alapján végzem el. (Hasonló számítási módszer a Geszti P. Ottó által írt Villamosenergia-rendszerek című könyvsorozatban is szerepel.) A rugóra akasztott rúd pontjainak a magassága hasonlóan

emelkedik meg, mint a hálózat csomópontjainak a feszültsége. A rúd rögzítésének (állandó magasságú pont) megfeleltethető a transzformátor, mivel az a szekunder tekercs kapcsain a névleges feszültséget (230 V) igyekszik tartani. A rögzítéstől az erő hatásvonaláig mért távolság (erőkar) a villamos távolságnak, vagyis az impedanciának feleltethető meg. A napelemek által termelt teljesítmény a rugóerőnek – igyekszik magasan tartani a rudat-, míg az adott csomópont feszültségére csökkentőleg ható akkumulátor töltőteljesítmény a terhelés súlyával azonos nagyságú húzóerővel (F_g) analóg. Ok-okozat következtetéseken keresztül a rugónak a napelemek, a tehernek pedig az akkumulátor felel meg. A leírtakat táblázatos módon is összefoglalom (3.6. táblázat).

Villamos mennyiség	Analóg mennyiség
Feszültség (U)	Magasság (Y)
Impedancia ($Z = R + jX$)	Erőkar (k)
Napelem teljesítmény (P_{PV})	Rugóerő (F_r)
Töltőteljesítmény (P_{akk})	Húzóerő (F_g)
Feszültségesés (ΔU)	Nyomaték (M)

3.6. táblázat: Analóg mennyiségek

Azonban adott PV penetráció okozta teljesítmény betáplálás hatására nem lineárisan növekszik meg a csatlakozási pontok feszültsége a kiefeszültségen jellemző sugaras hálózati topológia miatt. Az analógia erősítése céljából szükséges a hálózatot redukálni egy vonallá – innen az elnevezés: egyvonalas séma. A redukálás elvégzése előtt szükséges kiválasztani, hogy mely csomópontokat tartalmazza az egyvonalas séma. Feszültségsértés szempontjából a 69. csomópontoz tartozó hálózatrész a legkritikusabb, mivel a végpontok közül ennek a környezetébe kerültek telepítésre a legnagyobb névleges teljesítményű napelemek. Az akkumulátornak mindenképpen a probléma közelébe kell kerülnie így nem kérdés, hogy az első, a 69. és a köztük vezető útnak megfelelő közbülső csomópontok (pl.: 9, 27, 50, 63.) alkotják az egyvonalas sémát (3.10. ábra piros görbe).



3.10. ábra: Egyvonalas séma a hálózati topológiában

A hálózat pontjait két csoportba sorolom: egyvonalas sémába tartozókat modell, míg a nem tartozókat külső csomópontoknak nevezem. Tehát például a 20, 27, 50, 63, stb. pontok modell csomópontok, addig a 28, 55, 90, stb. a külső csomópontokhoz tartoznak (lásd: 3.10. ábra). A modell féltizenkettőkor jellemzi a hálózatot, ugyanis ebben az időpontban maximális a napelemes betáplálás, így ennek megfelelően szükséges az akkumulátor névleges teljesítményét megválasztani. Tehát a hálózati topológia, a 47. negyedórán (11:30) fennálló teljesítményviszonyok és feszültség fázisszögek a méretezés bemenő információi, kimenő paraméter pedig az adott csomópontba telepítendő akkumulátor névleges teljesítménye. A méretezés elvégzéséhez nincsen szükség hálózatszámító szoftverre, így analitikus eljárásról van szó.

Adott napelemes elterjedtség mellett minden hálózati csatlakozási pontra vonatkozóan ismertek a 47. negyedórai fogyasztás ($P_{fogy} [W]$), termelés ($P_{term} [W]$) és a csomópontokon fennálló feszültség fázisszög ($\varphi [^\circ]$) értékek. Első lépésként számolom a többlettermelést a termelés és a fogyasztás különbségeként:

$$P_{több} = P_{term} - P_{fogy}$$

Amennyiben a többlettermelés pozitív szám, akkor az adott csomóponton a fogyasztáson felül termel, viszont ha negatív, akkor a fogyasztás meghaladja a termelést.

Minden csomópont feszültsége és árama azonos fázisban van, így a teljesítményeket tisztán hatásosnak tekintetem (a referencia szög minden csomópontra a sajátja). Mivel az egyes csomópontok feszültsége eltérő fázisú, így valójában meddő teljesítmények is jelen vannak. Közös referencia szöghelyzetre való áttérés végett,

csomópontonként a többleteljesítményt szorzom a csomópont feszültségének koszinuszával, szinuszával.

$$P_{többs} = Ue^{j\varphi} (Ie^{j\varphi})^*$$

$$\frac{P_{többs}}{Ue^{-j\varphi}} = I_W + jI_m$$

$$P_{többs} \cos \varphi + jP_{többs} \sin \varphi = P + jQ$$

$$P = P_{többs} \cos \varphi$$

$$Q = P_{többs} \sin \varphi$$

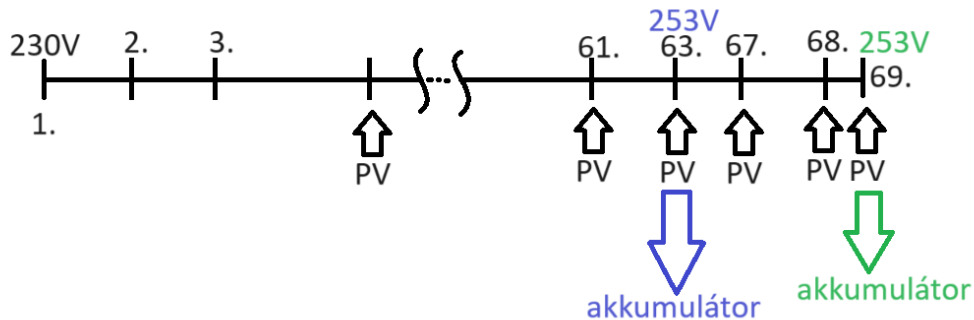
Redukálás során a modell csomópontokat tekintem, a külső csomópontokat a 47. negyedórai teljesítményeivel (P és Q) veszem figyelembe. Az egyvonalas séma pontjainak teljesítményeit úgy kapom meg, hogy veszem a hatásos és meddő teljesítményre külön-külön az adott modell csomópontnak és a hozzá közvetlenül vagy külső ponton/ pontokon keresztül közvetve kapcsolódó külső csomópontoknak a teljesítmény összegét. Példaként lássuk 100%-os PV penetráció esetére azt, hogy az 50. csomópont egyvonalas sémabéli hatásos és meddő teljesítményét hogyan határozom meg (3.7. táblázat).

A leírtaknak megfelelően a számítás során figyelembe veendő csomópontok: 50, 55, 58, 60, 62, 66.

Csomópont	P_{fogy} [W]	P_{term} [W]	$P_{többs}$ [W]	φ [°]	P[W]	Q[var]
50	492,58	1564,61	1072,03	4,88	1068,14	91,19
55	345,07	1178,92	833,85	4,90	830,81	71,19
58	134,34	426,71	292,37	4,91	291,30	25,04
60	921,23	2926,12	2004,90	4,93	1997,49	172,24
62	698,08	2538,44	1840,37	4,94	1833,54	158,38
66	404,90	1286,09	881,19	4,94	877,92	75,91
Összeg					6899,20	593,95

3.7. táblázat: Modell csomópont teljesítmény számítása – példa

Tehát az egyvonalas sémában az 50. csomópont hatásos teljesítménye 6899,20W, a meddő 593,95var. A vázolt eljárást elvégezve a teljes hálózatra (70%-os napelemes elterjedtség esetén: 9.1. táblázat és 9.2. táblázat, 100%-os napelemes elterjedtségre: 9.3. táblázat és 9.4. táblázat) megkapom az egyvonalas séma (3.10. ábra) csomópontjainak teljesítményeit.



3.11. ábra: Egyvonalas séma

A fenti ábra (3.11. ábra) a redukált hálózatot reprezentálja, amely már csak a modell csomópontokat tartalmazza. A felfelé mutató nyilak a napelemek hálózati teljesítmény betáplálására (az előzőekben ezt számoltam ki) utal, míg az akkumulátor lefelé mutató nyila a töltőteliessítményt szimbolizálja a 47. negyedórában. Az egyvonalas séma nem minden pontja került berajzolásra, ezt hivatott jelezni a két hullám közötti három pont.

A modell teljességéhez már csak az impedanciákat szükséges számítani. Egy adott csomópont (n) tartozó impedancia alatt a redukált hálózaton a transzformátortól (1. csomóponttól) az adott csomópontig tartó impedanciát értem (kumulált impedancia). A következő összefüggésben a „k” az első és az „n”. csomópont közötti vezeték szakaszok száma, r_i és x_i az ezekre jellemző hosszmenti ellenállás és induktív reaktancia, l_i pedig a hossz. Mivel a kapacitív reaktancia sőt elem a vezeték modellben, így azt elhanyagolom itt és a feszültségesés számításakor egyaránt.

$$Z_n = R_n + jX_n = \sum_{i=1}^k (r_i l_i + jx_i l_i)$$

A 3.11. ábra bemutatása során egy dologra nem tértem ki. Az ábrán jelöltem, hogy abban a csomópontban ahová az akkumulátort helyezük a feszültséget legalább 253V

értékűre szeretném csökkenteni a 47. negyedórában. Ennek elérése céljából nem engedhetek meg 23 V-nál nagyobb feszültség emelkedést (ΔU) a transzformátor és az akkumulátor közötti vezetékszakaszon, mivel a transzformátor kapcsain a feszültség 230 V. A feszültség emelkedés számításának a módja a következő, ahol I_w az áram valós, míg I_m a képzetes rész.

$$\Delta U = (R + jX)(I_w + jI_m) = RI_w - XI_m + j(RI_m + XI_w)$$

A feszültségesés (ΔU) képzetes része kisfeszültség lévén elhanyagolható, így:

$$\Delta U = RI_w - XI_m$$

Mivel a teljesítmény arányos az árammal ($P \sim I_w$ és $Q \sim I_m$), így a korábban bemutatott $M = Fk$ összefüggéssel teljesen analóg a feszültségesésre vonatkozó egyenlet. Az áramok helyébe az arányos teljesítményeket írva a következő egyenlethez jutok:

$$M_{\Delta U} = RP - XQ, \text{ ahol } [M_{\Delta U}] = V^2$$

Áramok helyett azért indokolt a teljesítményekkel számolni, mert a számításukhoz szükséges feszültség a hálózat csatlakozási pontjain eltérő, így a méretezési módszer egyszerűbb.

(Ismert, hogy $\Delta U = U_1 - U_2$. A feszültséggel analóg a magasság, azaz $U_1 - U_2 \sim Y_1 - Y_2$. Viszont $\Delta U \sim M$ (szintén ezt feltételezem). Amennyiben be tudom bizonyítani, hogy M kapcsolatban áll a statika példában szereplő magasságváltozással, akkor helyesnek bizonyul az analógia. Magasságváltozás nullától különböző nyomaték hatására következik be, így az analógia helyes.)

Az akkumulátor névleges teljesítményének megválasztása céljából az egykarú emelő egyensúlyára feljegyzett törvényhez hasonló összefüggést írok fel. Ehhez az előbbiekben levezetett összefüggést használom fel.

A feszültségesést 23 V értékben maximálom, így legyen ennyi az értéke. Az akkumulátor csomópontjának feszültsége pedig 253 V. A hálózatnak ezt az állapotát jellemzi $M_{\Delta U,eredő}$. (Ezzel analógiában, az egykarú emelő egyensúlyi állapotát egyrésről a $\sum M = 0$ jelentette.)

$$\Delta U = RI_w - XI_m = 23 V$$

$$M_{\Delta U,eredő} = RP - XQ = U(RI_w - XI_m) = U \Delta U = 253 V * 23 V = 5819 V^2$$

$S := \{1, 2, 3, 4, 5, 8, 9, 11, 13, 20, 27, 35, 45, 50, 54, 57, 59, 61, 63, 67, 68, 69\}$.

„S” halmaz az egyvonalas séma csomópontjainak a halmaza. „n” az egyvonalas séma csomópontját jelenti. Az egyes csomópontokhoz tartozó impedanciák és teljesítményekből számolt $M_{\Delta U}$ mennyiségek összege a $\sum_{n \in S} M_{\Delta U, n}$. Ezzel analóg kifejezés az $F_r k_r$.

$$\sum_{n \in S} M_{\Delta U, n} = \sum_{n \in S} (R_n P_n - X_n Q_n)$$

Az akkumulátort jellemző $M_{\Delta U}$ mennyiség az $M_{\Delta U, akk}$ (ismeretlen). Ezzel analóg a teher súlyából származó forgatónyomaték: $F_g k_g$. Ezek alapján az „egyensúly” feltétele:

$$M_{\Delta U, eredő} = \sum_{n \in S} M_{\Delta U, n} - M_{\Delta U, akk}$$

Tehát:

$$M_{\Delta U, akk} = \sum_{n \in S} M_{\Delta U, n} - M_{\Delta U, eredő} = R_s P_s - X_s Q_s = P_{akk} (R_s \cos \varphi_s - X_s \sin \varphi_s)$$

Az egyenletben „s” jelöli annak a csomópontnak a számát, ahová az akkumulátort telepíteni szándékoznak. Természetesen teljesül, hogy $s \in S$.

Az utóbbi egyenletből kifejezem az akkumulátor névleges teljesítményét (P_{akk}):

$$P_{akk} = \frac{\sum_{n \in S} M_{\Delta U, n} - M_{\Delta U, eredő}}{R_s \cos \varphi_s - X_s \sin \varphi_s}$$

Az egyvonalas séma méretezés nem veszi figyelembe a külső csomópontok villamos távolságát, így ezeken az impedanciákon fellépő feszültségesést sem. Magas napelemes elterjedtség és az akkumulátor bizonyos elhelyezése mellett ez feszültségsértéshez vezethet. Mindemellett a méretezés további hiányossága, hogy az akkumulátor kapacitása nem ismerhető meg általa, viszont központi akkumulátor P(U) szabályozáson alapuló méretezéséhez képest jobb a helyzet. Egy tetszőlegesen nagy akkumulátor időt választva, majd futtatást végezve az akkumulátor maximális töltöttségéből már számítható a szükséges kapacitás.

3.1.2.1 70%-os napelemes elterjedtség – egyvonalas séma

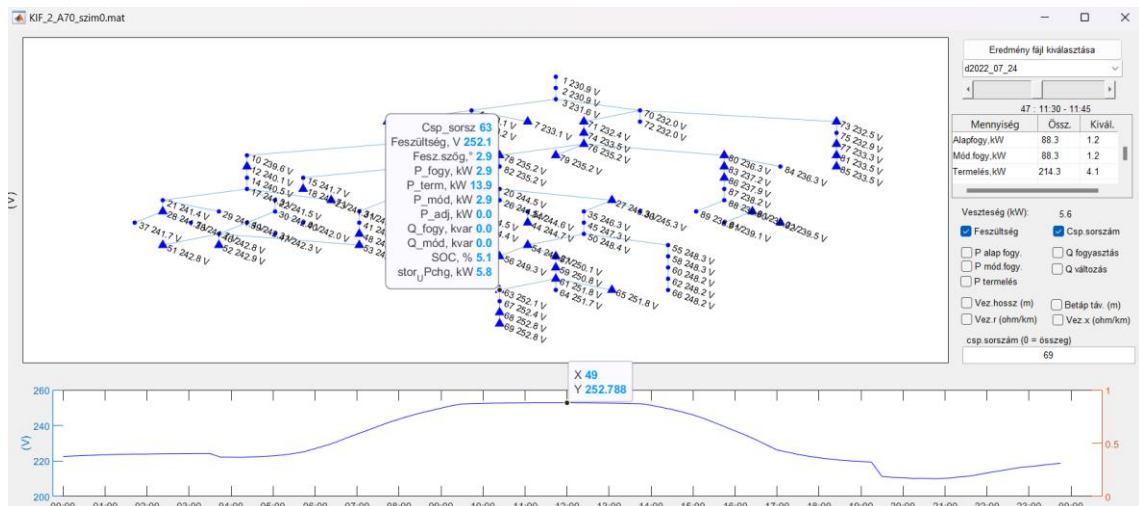
70%-os PV penetráció mellett az egyvonalas séma méretezési módszerrel a 63. és a 69. csomópontban elhelyezett akkumulátor esetére végzem el a számítást. A méretezési kalkuláció a korábban bemutatott lépések követésével elvégezhető, direktben erre az

esetre nem mutatom be, viszont a függelékben (9.1. táblázat és 9.2. táblázat) részletezett kiindulási adatok, részeredmények és a leírásban foglaltak alapján megbizonyosodhatunk magunk is a méretezésnek megfelelő eredményről, melyet a következő táblázatban (3.8. táblázat) foglalkok össze.

Csomópont	63	69
Névleges teljesítmény [kW]	31,6	27,9

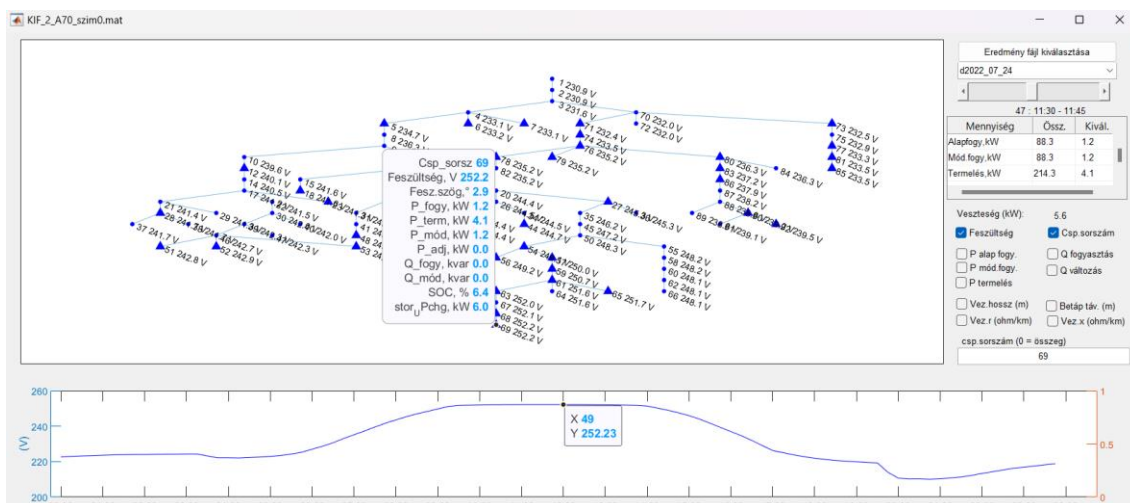
3.8. táblázat: 70%-os PV penetráció, egyvonalas séma méretezési eredmények

Egy pillantást vetve a táblázatban szereplő eredményekre és összevetve a korábbi méretezési eljáráséval (12,9 kW) megállapíthatjuk, hogy az akkumulátorok túlméretezettek.



3.12. ábra: 70%-os PV penetráció, egyvonalas séma: 31,6kW és 5,4h központi akkumulátor a 63. csomópontban

A feszültség probléma megoldódott. Látható a fenti ábrán (3.12. ábra), hogy az akkumulátor a legkritikusabb, 47. negyedórán is csak 5,8 kW teljesítménnyel tölt, ami csaknem hatod akkora a névleges teljesítményének, vagyis egyértelműen túlméretezett. A nagyobb töltőteljesítményű akkumulátor a legnagyobb napelemes betáplálás negyedóráiban lényegi feszültségcsökkenést nem okozott.



3.13. ábra: 70%-os PV penetráció, egyvonalas séma: 27,9kW és 5,4h központi akkumulátor a 69. csomópontban

A P(U) szabályozás alapján méretezett, a 69. csomópontba telepített akkumulátornál megfogalmazott gondolatok ebben az esetben is érvényesek, viszont 70%-os PV penetráció esetén 12,9 kW-nál nem érdemes nagyobbra választani az akkumulátor töltőteljesítményét.

3.1.2.2 100%-os napelemes elterjedtség – egyvonalas séma

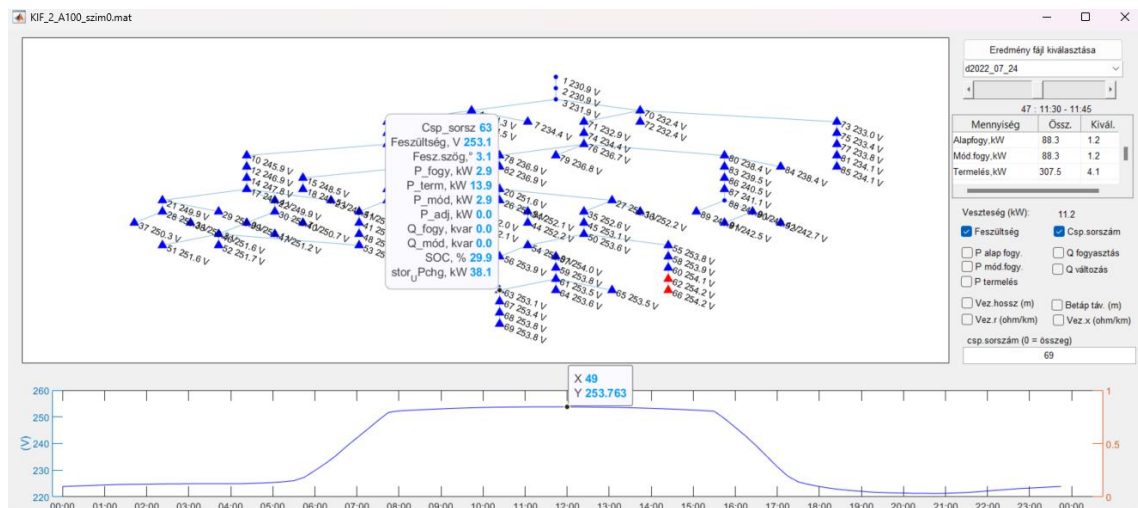
100%-os PV penetráció mellett az egyvonalas séma méretezési módszerrel a 63. és a 69. csomópontban elhelyezett akkumulátor esetére végzem el a számítást. A méretezési kalkuláció a korábban bemutatott lépések követésével elvégezhető, direktben erre az esetre nem mutatom be. Viszont a függelékben (9.3. táblázat és 9.4. táblázat) részletezett kiindulási adatok, részeredmények és a leírásban foglaltak alapján megbizonyosodhatunk magunk is a méretezésnek megfelelő eredményről, melyet a következő táblázatban (3.8. táblázat) foglalok össze.

Csomópont	63	69
Névleges teljesítmény [kW]	65,9	58,2

3.9. táblázat: 100%-os PV penetráció, egyvonalas séma méretezési eredmények

Korábban nem említettem, de az egyvonalas séma méretezési eljárással adódó eredmények olyanok, hogy a transzformátortól távolabb eső csomópontokba kisebb névleges teljesítményű akkumulátor a megoldás. Mindez a fizikai képünkkel összhangban van.

Tekintve a fenti táblázatban (3.9. táblázat) szereplő eredményeket, megállapítható, hogy a központi akkumulátor P(U) szabályozáson alapuló méretezési eljárással kiadódó 53,3 kW töltőteljesítményhez közel eső megoldásokat kaptam. A 3.1.1.2 szakaszban megállapítottam, hogy 53,3 kW névleges teljesítményű akkumulátornál nagyobb szükséges a feszültség probléma kiküszöbölése érdekében, így az imént kapott eredmények mindenképpen bizakodásra adnak okot.



3.14. ábra: 100% -os PV penetráció, egyvonalas séma: 65,9kW és 5,4h központi akkumulátor a 63. csomópontban

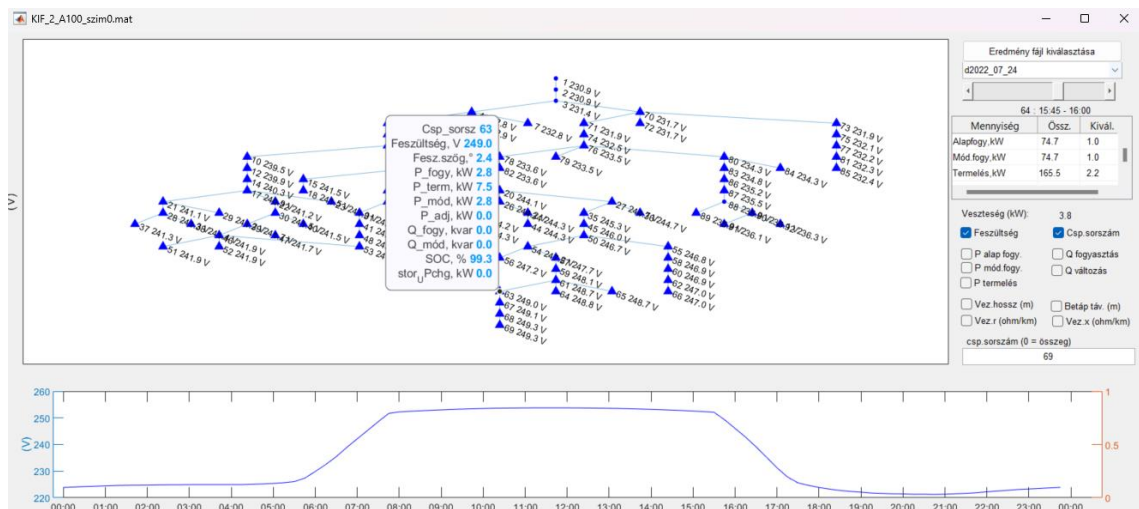
Összehasonlítva a 100%-os napelemes elterjedtséghez tartozó szabályozás nélküli eset feszültségsértés által a 47. negyedórán érintett csomópontok számát az iménti futtatási eredménnyel (3.14. ábra) az látható, hogy a probléma csaknem teljes egészét tekintve megszűnt. Ahol továbbra is fennáll (66. és 62. csomópontok), ott is csak pár tized volttal 1,5 órán keresztül lépi túl a feszültség névleges értékének a 110%-át. Az akkumulátor névleges teljesítményének további növelésével a feszültségsértésnek ezen kis mértéke hatékonyan, más elhelyezéssel vagy méretezéssel nem oldható meg. Ennek oka, hogy teljes teljesítménnyel nem tölt az akkumulátor és a 66. és 62. csomópontok feszültségére csak közvetett ráhatása van. A központi energiaközösségi akkumulátor elhelyezés szempontjából a jelen lokációt optimálisnak tekintem 100%-os napelemes elterjedtség esetén. Megfigyelhető továbbá az egyvonalas séma méretezési módszer helyes működése: feltételként elő van írva, hogy az akkumulátor csomóponti feszültségét legfeljebb 253 V értéken tartsa, ez láthatóan a legkritikusabb, 47. negyedórán teljesül.

Az akkumulátor maximális töltöttsége 58,8%. Korábban megjegyeztem, hogy az egyvonalas séma méretezési módszernek a hiányossága, hogy nem határozza meg az

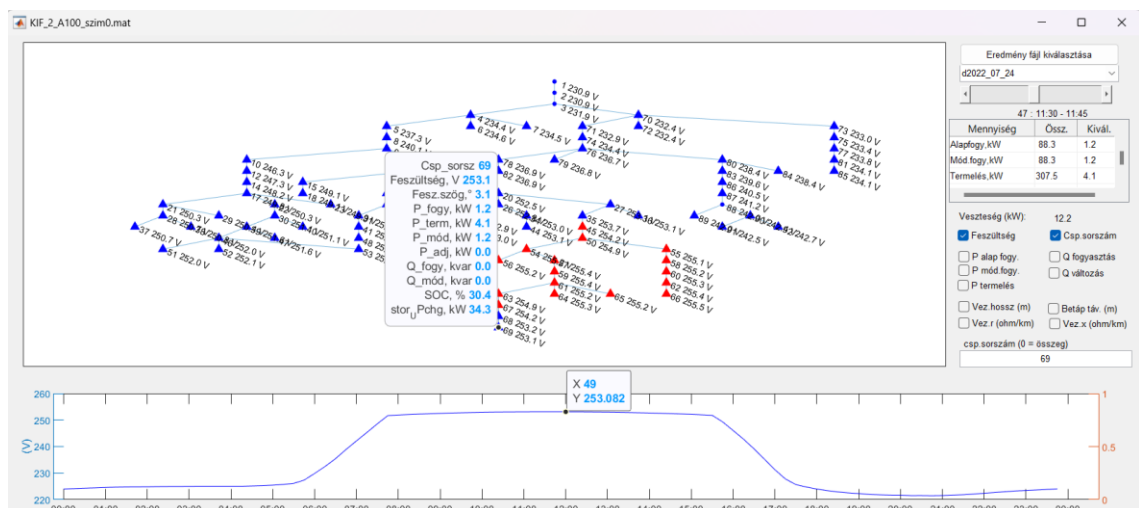
akkumulátor kapacitását. A beállított 5,4 órás akkumulátor-időből (t_{akk}) és a maximális töltöttségből (SoC) a 3.1.1 alfejezetben látott $t'_{akk} = t_{akk} * \frac{SoC}{100}$ összefüggéssel számítható a 100%-os töltöttségi állapothoz szükséges akkumulátor-idő.

$$t'_{akk} = 5,4 * \frac{58,8}{100} \approx 3,2 \text{ h}$$

A 3.15. ábra alapján megfigyelhető, hogy a 64. negyedórára, vagyis a problémás időszak végére a számolt akkumulátor eléri a teljes töltöttséget (99,3% a kerekítési hibából fakad), ebből a helyes méretezésre lehet következtetni.



3.15. ábra: 100%-os PV penetráció: 65,9kW és 3,2h központi akkumulátor a 63. csomópontban

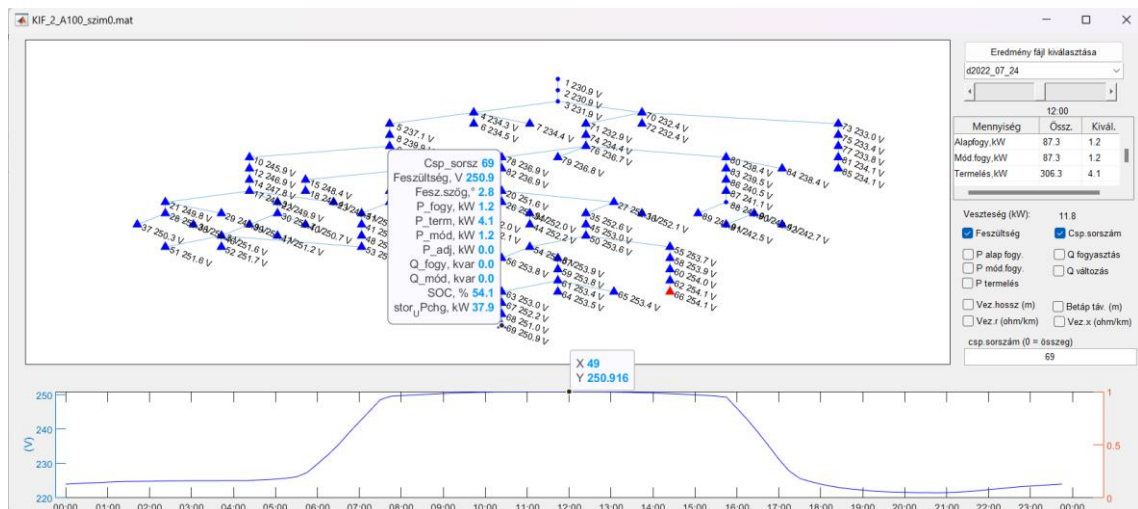


3.16. ábra: 100%-os PV penetráció, egyvonalas séma: 58,2kW és 5,4h központi akkumulátor a 69. csomópontban

A 69. csomópontba telepítve az akkumulátort a feszültségsértés által érintett hálózatrész kiterjedtsége csökkent (3.16. ábra), viszont nem szűnt meg. A probléma

akkumulátor melletti fennállásának oka, hogy az egyvonalas sémához nem tartozó, vagyis a külső csomópontok napelemes termelése lokálisan megemeli a feszültséget. Nagyobb névleges teljesítményű akkumulátor nem oldja meg a problémát, hiszen az adott negyedóránban érvényes töltőteliesség nem éri el soha a névlegest (feszültség alapú betárolás), illetve a problémát okozó csomópontokra csak közvetett ráhatása van. A fenti ábrán (3.16. ábra) méretezés során szabott feltétel viszont teljesül, azaz a 69. csomópont feszültsége a 47. negyedóránban 253 V értékű. A jelen és a korábbi eredmények alapján kijelenthető, hogy 100%-os PV penetráció esetén az akkumulátort a 63. csomópontba a legkedvezőbb telepíteni.

A probléma csökkentése – esetleg teljes megoldása - lehetséges a betárolási karakterisztika töréspontjainak csökkentésével: a feszültség névleges értékének 108% és 109% között lineáris karakterisztika, míg 109% felett teljes töltőteliességgel tároljon be az akkumulátor. Ez a megoldás viszont nagyobb akkumulátor-időt von maga után. A lenti ábrán (3.17. ábra) látható eredményt a leírásnak megfelelő betárolási karakterisztika mellett kapjuk. A 64. negyedórára az akkumulátor eléri a közel 100%-os SoC-t.

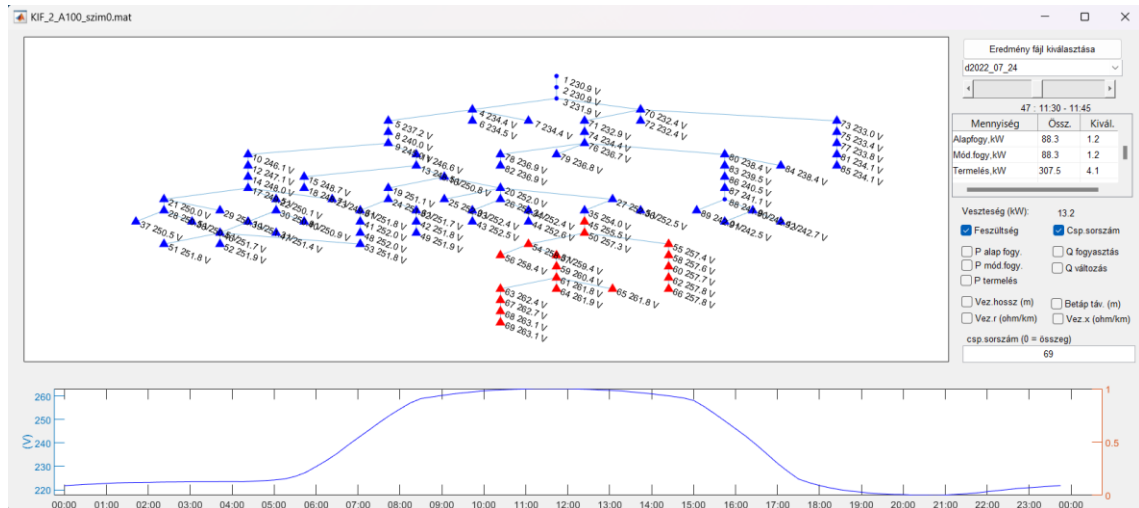


3.17. ábra: 100%-os PV penetráció, egyvonalas séma: 58,2kW és 3,8h központi akkumulátor a 69. csomópontban, módosított betárolási karakterisztika

3.1.3 Központi akkumulátor a 27. csomópontban

Ebben az alfejezetben megvizsgálom az akkumulátor elhelyezésének a lehetőségét a 27. csomópontban. Fizikai képünknek megfelelő módon, a feszültség probléma kiküszöbölése érdekében a telepítendő központi akkumulátornak egyre nagyobb névleges teljesítményt szükséges választani a transzformátorhoz közeledve (lásd: egyvonalas séma) továbbá, a hatékony működéshez változtatni kell a betárolási

karakterisztikán úgy, hogy az már kisebb feszültség esetére is nagyobb teljesítménnyel töltsön, ezáltal közvetett módon csökkenve a hálózat végi csatlakozási pontok feszültségét. Mindez viszont azzal jár, hogy lényegesen nagyobb kapacitású akkumulátorra van szükség, amely nagyobb kiadást von maga után. Ezt szem előtt tartva egy 100 kW névleges teljesítményű, 7 órás akkumulátorral végzek futtatást a 27. csomópontban.

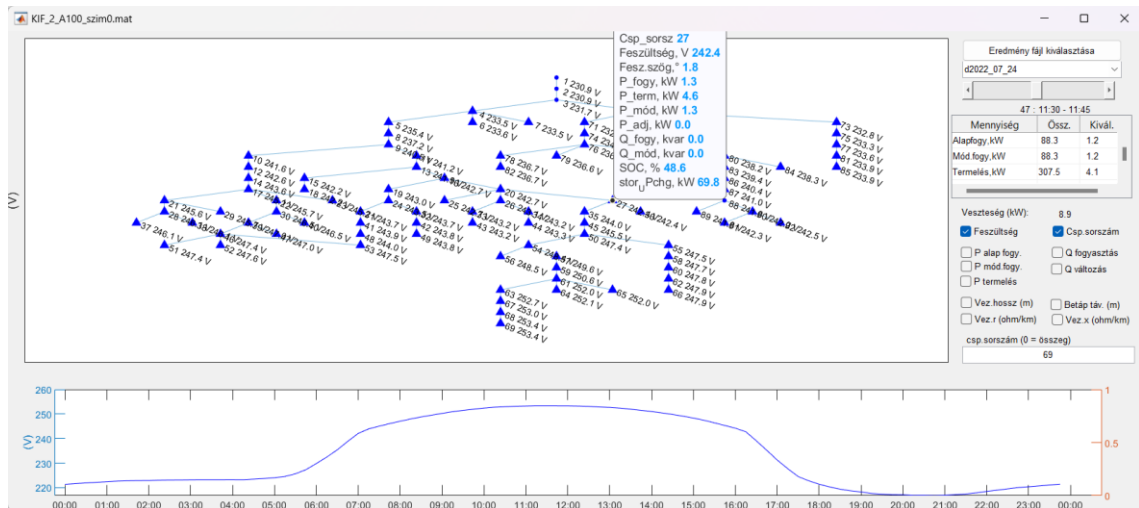


3.18. ábra: 100 % -os PV penetráció, 100 kW & 7 h központi akkumulátor a 27. csomópontban

Látható a 3.18. ábra alapján, hogy a 27. csomópontban elhelyezett akkumulátornak nagyon korlátozott ráhatása van a feszültség problémára, vagyis amennyiben ez egy közösségi akkumulátor, akkor nem szolgál hálózatüzemeltetői érdeket a jelenlegi betárolási karakterisztika mellett.

A betárolási karakterisztika töréspontjainak csökkentésével: a feszültség névleges értékének 104% és 105% között a betárolási karakterisztika lineáris szakasza szerint, míg 105% felett teljes teljesítménnyel tölt az akkumulátor. A karakterisztikának ezt a módosított verzióját csupán ebben (3.19. ábra) az esetben alkalmazom. 100 kW és 7 órás akkumulátor telepítésekor 68%-ra töltődött fel, és maximálisan 72 kW-tal töltött az akkumulátor, így a következő számításnak megfelelően 72 kW és 6,6 h akkumulátort helyezek el a 27-es csomópontban az említett karakterisztika mellett.

$$\frac{700 \text{ kWh} * 0,68}{72 \text{ kW}} \approx 6,6 \text{ h}$$



3.19. ábra: 100%-os PV penetráció, 72kW & 6,6h központi akkumulátor a 27. csomópontban – módosított karakterisztika

A 3.19. ábra alapján látható, hogy ily módon minden feszültség probléma megoldható. A nap végére közel 100%-os akkumulátor töltöttséget értem el. Ennek a megoldásnak (indirekt) tehát az a lényege, hogy a hálózat eleji feszültségek csökkentése következtében mérséklődik a feszültségsértés által érintett csomópontoknak a feszültsége is. Ezzel szemben az eddigiekben az akkumulátorral direkt módon igyekeztem csökkenteni a feszültséget. Az indirekt módszernek viszont nagy hátránya, hogy lényegesen nagyobb akkumulátor kapacitást igényel (475,2 kWh beépített kapacitást az optimumnak tekinthető 210,9 kWh-hoz képest). Ezen példából jól kitűnik a közösségi akkumulátor megfelelő méretezésének és elhelyezésének fontossága.

3.2 Elosztott akkumulátor vizsgálata

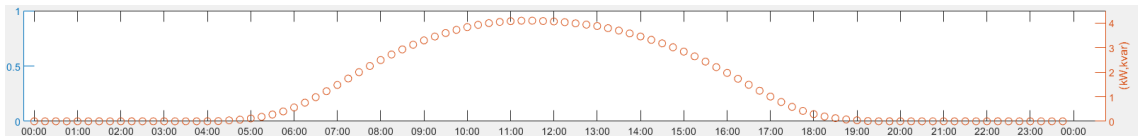
Elosztott akkumulátor alatt azokat a forgatókönyveket értem, amely esetén egyszerre egynél több telepített akkumulátor hálózatra gyakorolt hatását vizsgálom.

3.2.1 Akkumulátorok méretezése P(U) szabályozás felhasználásával

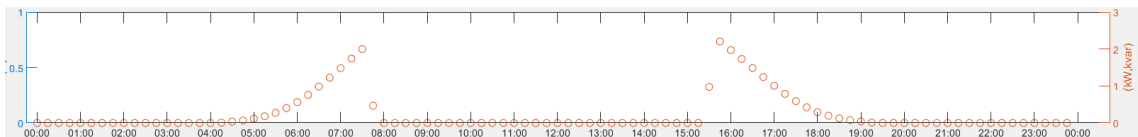
Ez a méretezési módszer hasonló elven nyugszik, mint a központi akkumulátornál látott, P(U) szabályozáson alapuló. Az inverterek visszaszabályozása és lekapcsolása helyett, az ezzel elveszendő energiának megfelelő kapacitású akkumulátorokat telepítünk a hálózaton, melyek töltenek a problémás negyedórákban. Ez azért kedvező, mert így nem vész el a napelemek által megtermelhető villamos energia, így a rendszer hamarabb megtérül, illetve kevesebb fosszilis forrásból származó energia kerül felhasználásra.

A méretezés első lépése megkeresni azokat a csomópontokat, amelyekhez tartozó inverterek a nap folyamán leszabályoznak, esetleg le is kapcsolnak. Ez legegyszerűbben úgy tehető meg, hogy tekintem a hálózat csomópontonkénti termelés adatait a 47. negyedórán szabályozatlan és P(U) szabályozott esetben és a két adatsort kivonom egymásból. Amennyiben valahol 0-tól különböző értékhez jutok, akkor biztos lehetek abban, hogy a megfelelő csomópontoz tartozó inverter vissz szabályozott.

Következő lépésként, kigyűjtöm az előbbiekben meghatározott csomópontok mindegyikére a hozzájuk tartozó napelem negyedórás bontású termelés adatait a teljes napra vonatkozóan mind szabályozatlan, mind P(U) szabályozás mellett. A következő két ábrán (3.20. ábra és 3.21. ábra) a szabályozatlan és a P(U) szabályozás melletti adatok grafikus reprezentációját (teljesítmény—idő görbék) mutatom be.



3.20. ábra: Adott csomópontoz tartozó napelem által termelt teljesítmény szabályozatlan esetben



3.21. ábra: Adott csomópontoz tartozó napelem által termelt teljesítmény P(U) szabályozás esetén

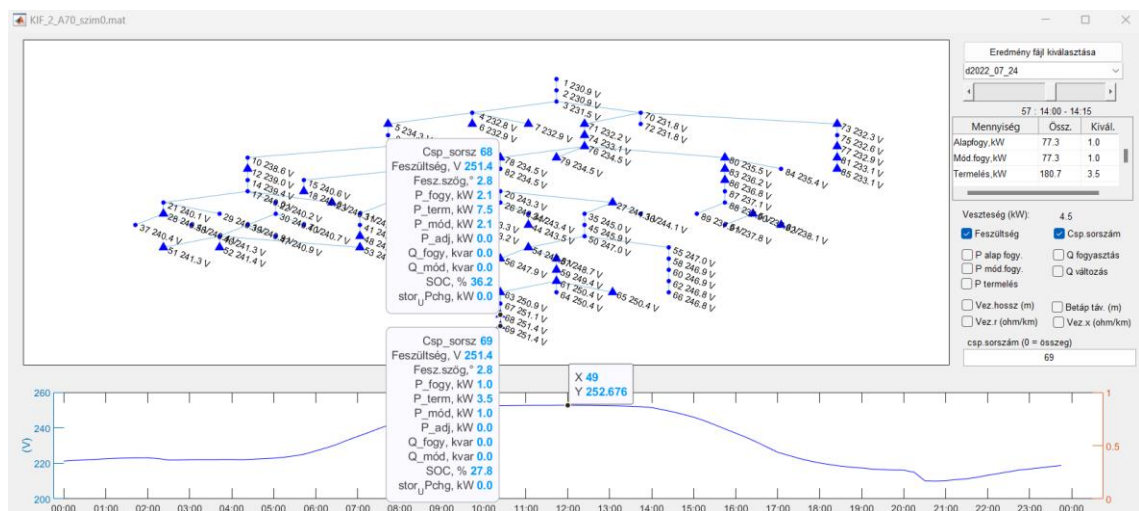
A két teljesítmény—idő görbének veszem a különbségét az összes kigyűjtött csomópont esetére: a szabályozatlanból kivonom a P(U) szabályozáshoz tartozót. A megkapott különbszeti teljesítmény—idő görbének pedig veszem az idő szerinti integrálját és megkeresem a maximumukat. Az integrál az adott csomópontba telepítendő akkumulátor kapacitása, míg a teljesítmény görbék különbségének a maximuma a tároló névleges teljesítménye lesz. Az akkumulátor-időt az akkumulátor kapacitásának és névleges teljesítményének hányadosaként számolom. Az akkumulátor névleges teljesítmény megválasztási módjára az a magyarázat, hogy a tárolónak a két szabályozás között fennálló legnagyobb különbség esetén is képesnek kell lennie betárolni a leszabályozás kiváltásaként. Az elosztott akkumulátor forgatókönyvek közül a P(U) szabályozáson alapuló méretezési módszer az alapelvből kifolyólag optimálisan méretezett és elhelyezett akkumulátorokat eredményez.

3.2.1.1 70%-os napelemes elterjedtség

A következő csomópontokhoz tartozó inverterek kapcsolnak le P(U) szabályozás esetén, 70%-os PV penetráció mellett: 69. és a 68. A 3.2.1 alfejezetben bemutatott méretezési eljárást elvégezve 70%-os napelemes elterjedtség esetén a következő táblázatban (3.10. táblázat) összefoglalt akkumulátorokhoz jutok.

Csomópont	69	68
Teljesítmény [kW]	4,1	8,9
Idő [h]	4,8	3,6

3.10. táblázat: 70%-os PV penetráció, elosztott akkumulátor P(U) szabályozáson alapuló méretezés



3.22. ábra: 70%-os PV penetráció - elosztott akkumulátor

A táblázatban (3.10. táblázat) szereplő akkumulátorok 70% PV penetráció esetén megoldják a feszültség problémát a hálózaton (3.22. ábra). A szabályozási karakterisztika beállításainak megfelelően, a névleges feszültség 110% felett tárolnak be a névleges töltőteljesítményükkel. Mivel az akkumulátorok használata mellett ennél alacsonyabb az egyes csomópontoknak a feszültsége, így névleges teljesítményen nem töltenek a tárolók. Mindez azt eredményezi, hogy a problémás időszak végére a töltöttség nem éri el a 100%-ot.

Ezen viszont az akkumulátor-ido jelenlegi töltöttséggel arányos csökkentésével egyszerűen tudok változtatni. Az erre vonatkozó korrekciós számítást a következő táblázatban (3.11. táblázat) végzem el az alábbi összefüggés szerint.

$$t'_{akk} = t_{akk} * \frac{SoC}{100}$$

Csomópont	69	68
t_{akk} [h]	4,8	3,6
SoC [%]	27,8	36,2
t'_{akk} [h]	1,4	1,4

3.11. táblázat: 70%-os PV penetráció - korrekciós számítás

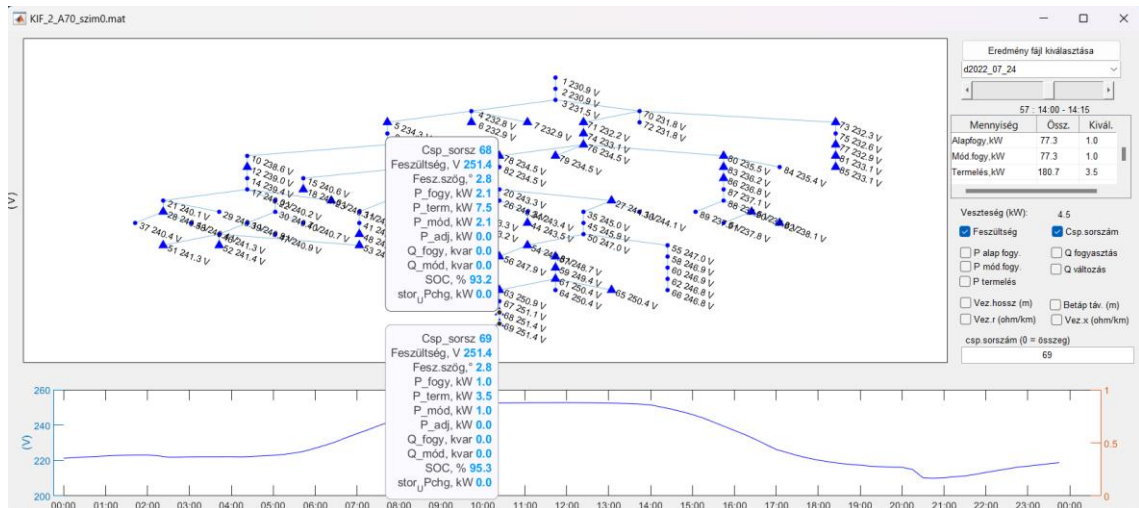
Mindez persze nem azt jelenti, hogy az akkumulátorok névleges teljesítményét rosszul választottam volna meg, hiszen ennél kisebb töltőteliességűk – a jelen betárolási karakterisztika mellett – csupán a feszültség probléma enyhítését, viszont nem a megoldását jelentené.

A gondolatmenetet követve, a következő táblázatban (3.12. táblázat) szereplő akkumulátorokkal elvégezve a futtatást, az alábbi ábrán (3.23. ábra) szereplő eredményt kapom. A csomópontonkénti kapacitást az akkumulátor teljesítményének és idejének szorzataként számolom ki.

Csomópont	69	68
Teljesítmény [kW]	4,1	8,9
Idő [h]	1,4	1,4
Kapacitás [kWh]	5,74	12,46

3.12. táblázat: 70%-os PV penetráció - elosztott akkumulátor P(U) szabályozáson alapuló korrigált méretezés

Megfigyelhető, hogy mind 70, mind pedig 100%-os napelem elterjedtség esetén a problémás időszakot követően az akkumulátorok töltöttsége nem pontosan 100%. Ennek oka a minimális kapacitás számításnál alkalmazott kerekítésre vezethető vissza.



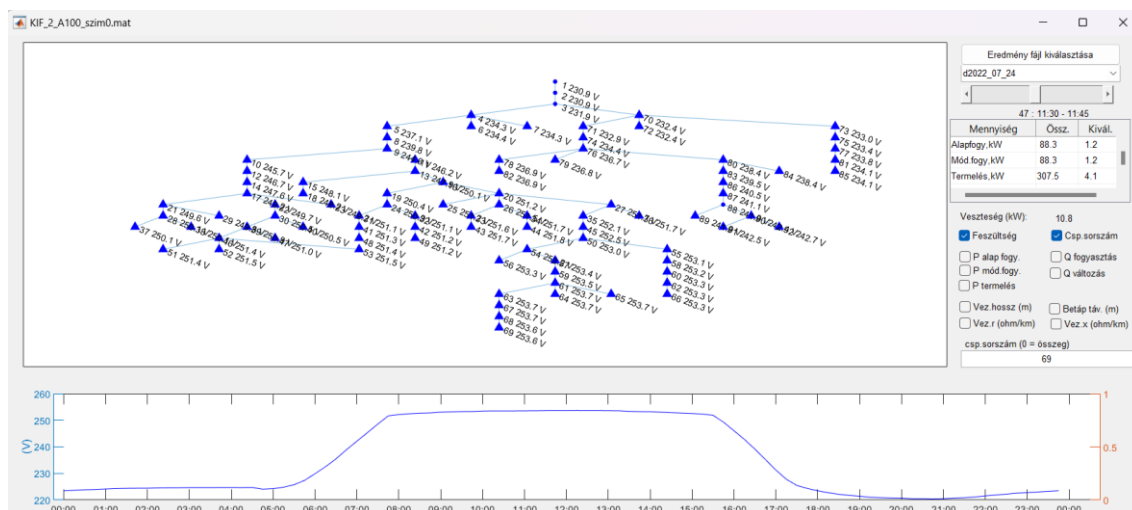
3.23. ábra: 70% PV penetráció - elosztott akkumulátor minimális kapacitással

3.2.1.2 100%-os napelemes elterjedtség

A következő csomópontokhoz tartozó inverterek szabályoznak le P(U) szabályozás esetén, 100%-os PV penetráció mellett: 69, 68, 66, 65, 64, 63, 62, 59, 57. és az 52. A 62. és az 52. csomópontokhoz tartozó inverterek csak leszabályoznak, a többinél le is kapcsolnak. Az 3.2.1 alfejezetben bemutatott méretezési eljárást elvégezve 100%-os napelemes elterjedtség esetén a következő táblázatban (3.13. táblázat) összefoglalt akkumulátorokhoz jutok.

Csomópont	69	68	66	65	64	63	62	59	57	52
Teljesítmény [kW]	4,1	8,9	1,3	3,4	2	13,9	2,4	3,4	11	3,5
Idő [h]	6,7	6,8	4,8	5,2	5,5	6,4	1,7	4,7	4,6	2

3.13. táblázat: 100%-os PV penetráció - elosztott akkumulátor P(U) szabályozáson alapuló méretezés



3.24. ábra: 100%-os PV penetráció - elosztott akkumulátor

A táblázatban (3.13. táblázat) szereplő akkumulátorok 100% PV penetráció esetén megoldják a feszültség problémát a hálózaton (3.24. ábra). A 70%-os PV penetrációnál részletezett oknál fogva ebben az esetben sem érik el az akkumulátorok a 100%-os töltöttséget, így a már bemutatott összefüggés alapján korrekciót végzek (3.14. táblázat).

Csomópont	69	68	66	65	64	63	62	59	57	52
t_{akk} [h]	6,7	6,8	4,8	5,2	5,5	6,4	1,7	4,7	4,6	2
SoC [%]	74,5	71	63	86,1	82,2	73,7	100	80,1	72	20,8
t'_{akk} [h]	5	4,9	3,1	4,5	4,6	4,8	1,7	3,8	3,4	2

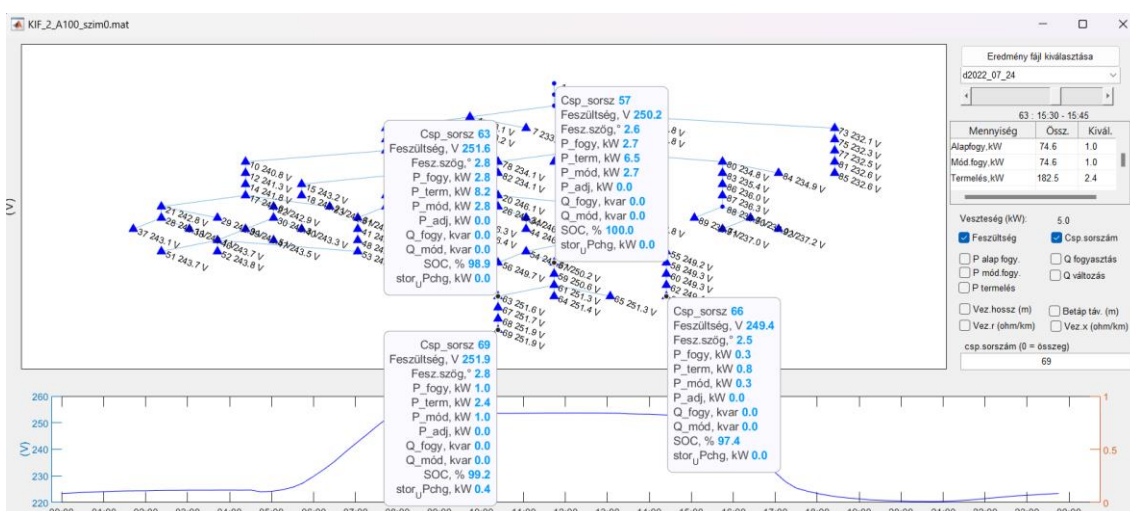
3.14. táblázat: 100%-os PV penetráció - korrekciós számítás

Az 52. csomópontban elhelyezett akkumulátor töltöttsége a kezdetivel egyezik meg, nap közben nem tölt, így ennek az akkumulátor-idején nem változtattam. Felvetődik ez alapján az a kérdés, hogy miért került ezen csomópontba akkumulátor? A válasz abban keresendő, hogy az ehhez a csomópontba csatlakozó napelem invertere a nap folyamán csupán leszabályoz, viszont nem kapcsol le teljesen. Az akkumulátor méretezési eljárás éppen a P(U) szabályozás következtében elveszendő energiának megfelelő kapacitású tárolót eredményez, ennek megfelelően került az 52. csomópontba tároló.

A következő táblázatban (3.15. táblázat) szereplő akkumulátorokkal elvégezve a futtatást az alábbi ábrán (3.25. ábra) szereplő eredményt kapom. A csomópontonkénti kapacitást az akkumulátor teljesítményének és idejének szorzataként számolom ki.

Csomópont	69	68	66	65	64	63	62	59	57	52
Teljesítmény [kW]	4,1	8,9	1,3	3,4	2	13,9	2,4	3,4	11	3,5
Idő [h]	6,7	6,8	4,8	5,2	5,5	6,4	1,7	4,7	4,6	2
Kapacitás [kWh]	20,5	43,61	4,03	15,3	9,2	66,72	4,08	12,92	37,4	7

3.15. táblázat: 100%-os PV penetráció - elosztott akkumulátor P(U) szabályozáson alapuló korrigált méretezés



3.25. ábra: 100% PV penetráció - elosztott akkumulátor minimális kapacitással

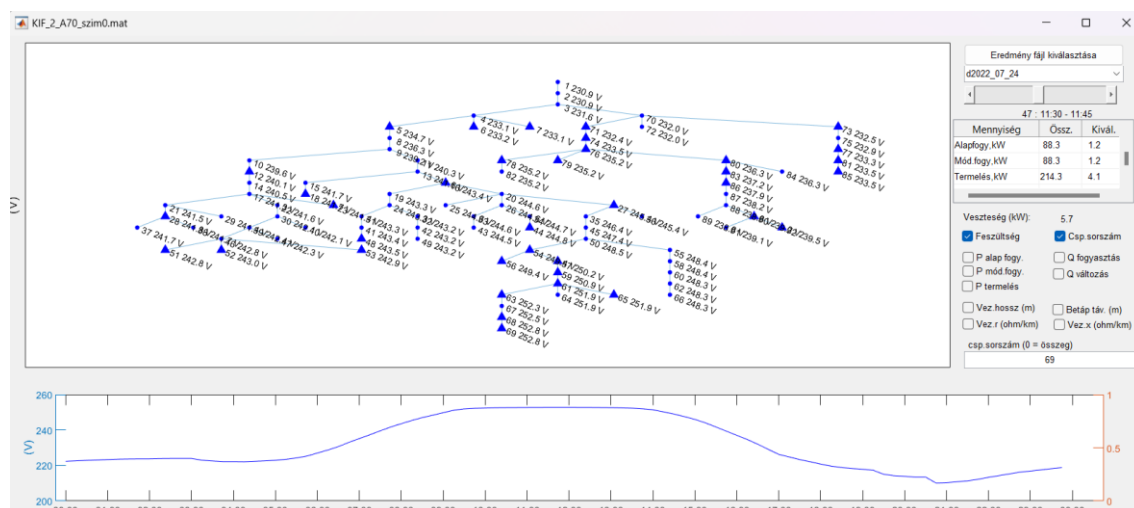
3.2.2 Akkumulátorok a legnagyobb napelemekhez telepítve

Ebben a fejezetben azt a forgatókönyvet vizsgálom, amikor az első tíz legnagyobb teljesítménnyel bíró napelemekhez kerül akkumulátor telepítésre. Ökölszabályként a telepített akkumulátorok névleges teljesítményét az adott hálózati csatlakozási ponthoz tartozó napelem csúcsteljesítményének $\frac{2}{3}$ -szorosával becslöm meg, illetve az akkumulátor időket 2 órának feltételezem. A következő táblázatban (3.16. táblázat) közlöm a 10 csomópontot és az ezekben telepített akkumulátor paramétereit.

Csomópont	63	86	57	68	85	28	90	23	61	7
Teljesítmény [kW]	9,25	7,83	7,33	5,9	5,71	5,28	5,21	5,2	5,13	4,69
Idő [h]	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

3.16. táblázat: Elosztott akkumulátor az első 10 legnagyobb napelemhez

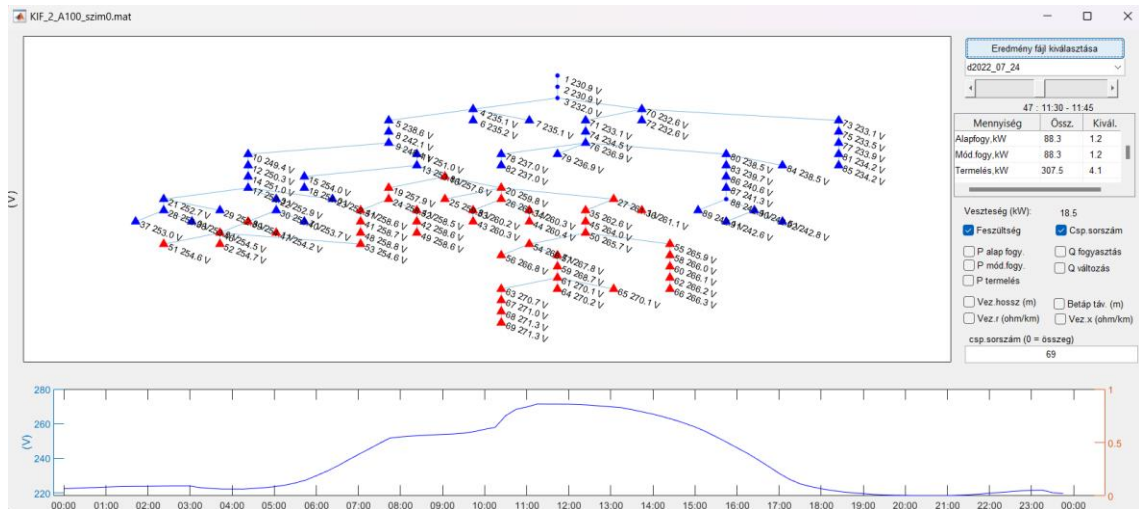
Korábbi szcenárióban (3.2.1.1) már megállapítottam, hogy 70%-os napelemes elterjedtség esetén a hálózati feszültség probléma két akkumulátorral megoldható. Tekintve, hogy a jelen helyzetben az összes beépített akkumulátor kapacitás jóval nagyobb, mint 70%-os PV penetráció melletti elosztott esetben, eredményül feszültségsértéstől mentes hálózatra számítok.



3.26. ábra: 70%-os PV penetráció - elosztott akkumulátor az első 10 legnagyobb napelemhez

A számításom beigazolódott (3.26. ábra)! Viszont az akkumulátorok közül csak a 63, 57, 68. és a 61. csomópontba telepítettek töltődtek a nap folyamán. Ez is azt mutatja, hogy a korábbi fejezetekben jól határooltam be azt, hogy hova szükséges akkumulátort helyezni. Legjobban a 68. csomópontba telepített akkumulátor töltődik fel, de ennek a töltöttsége sem éri el a 100%-ot. A többi csomópontba telepített akkumulátor közül a 23. és 28. sőt ki csupán pár %-ot a megelőző napról benne maradt 25%-os töltöttségéből. Ugyanis a szoftver minden nap kezdetén az akkumulátorok töltöttségét 25%-nak feltételezve veszi figyelembe az egymást követő napokon eltárolt energiát.

A 70%-os esetben tapasztaltak alapján arra számítottak, hogy 100%-os PV penetráció esetén a 63, 57, 68. és 61. csomópontokba helyezett akkumulátor teljes töltöttségének elérése után feszültségsértés lép fel a hálózaton.



3.27. ábra: 100%-os PV penetráció - elosztott akkumulátor az első 10 legnagyobb napelemhez

A P(U) szabályozás alapján méretezett, megfelelő helyre beépített, elosztott akkumulátor összes beépített kapacitása 100%-os PV penetráció esetén 220,76 kWh. Ehhez képest jelen esetben beépített összes kapacitás: 123,06 kWh. Ez eleve jóval kisebb, viszont ennek csak egy része képvisel effektív kapacitást: 55,22 kWh. Tehát nem csoda, hogy a feszültség probléma nem oldódik meg. Ezen példából viszont jól kitűnik az akkumulátor elhelyezés helyes megválasztásának fontossága.

Mindebből arra következtethetünk, hogy hálózatzemeltetői szempontból a hálózatnak azon végére érdemes akkumulátor(oka)t telepíteni, melyen jelentősen magas a beépített összes napelemes teljesítmény. Felhasználói szempontból persze kedvező az akkumulátor telepítése fogyasztói helytől függetlenül.

3.3 Központi és elosztott akkumulátorok összehasonlítása

Ennek a fejezetnek a célja, hogy összehasonlítást tegyen az optimálisan méretezett és elhelyezett központi és elosztott akkumulátor esete között 70 és 100%-os napelemes elterjedtség esetén egyaránt.

3.3.1 70%-os napelemes elterjedtség

Jelen táblázat (3.17. táblázat) elosztott akkumulátorra vonatkozó celláit a 3.12. táblázat adatai alapján töltöttem ki. A teljes napra vonatkoztatott veszteség szabályozás nélküli esetben: 63,821 kWh.

Típus	Központi akkumulátor	Elosztott akkumulátor
Csomópont(ok)	69.	69. és 68.
Beépített összteljesítmény	12,9 kW	4,1+8,9 = 13 kW
Beépített összes kapacitás	$12,9*1,4 = 18,06$ kWh	$4,1*1,4+8,9*1,4 = 18,2$ kWh
Összes veszteség	57,994 kWh	57,939 kWh
Méretezés módja	P(U) szabályozáson alapján	P(U) szabályozáson alapján

3.17. táblázat: 70%-os PV penetráció, scenáriók összehasonlítása

70%-os napelemes elterjedtség esetén központi és elosztott akkumulátorok lokációja és összteljesítménye szinte azonos. A beépített összes kapacitás némileg nagyobbak, míg a veszteség kisebbnek adódott elosztott esetben, bár a különbség nem számottevő. Mindezek összhangban vannak egymással, hiszen az elosztott akkumulátor nagy előnye a központival szemben, hogy nagyobb arányban tárol el energiát annak a megtermelési helyén, így csökkentve a teljesítményáramlásból adódó veszteséget. Elmondható tehát, hogy elosztott akkumulátor esetén azért van szükség nagyobb beépített akkumulátor kapacitásra, mert a megtermelt energia kisebb része alakul csak veszteséggé. Intuicióm alapján azt várnám, hogy az elosztott akkumulátorok teljesítménye lesz kedvezőbb, mert elhelyezésben azok a leghatékonyabbak, de ez itt nem érvényesül, az eltérés viszont kicsi.

3.3.2 100%-os napelemes elterjedtség

Jelen táblázat (3.18. táblázat) elosztott akkumulátorra vonatkozó celláit a 3.15. táblázat adatai alapján töltöttem ki. Ahogyan a 70%-os PV penetrációnál jelöltem, úgy most nem részletezem a számítás módját, hiszen ahhoz hasonló módon kell végezni ezt is. Viszonyítási alapként közölöm szabályozatlan esetben jelentkező összes veszteséget, mely 142,09 kWh

Típus	Központi akkumulátor	Elosztott akkumulátor
Csomópont(ok)	63.	69, 68, 66, 65, 64, 63, 62, 59, 57. és 52.
Beépített összteljesítmény	65,9 kW	53,9 kW
Beépített összes kapacitás	210,88 kWh	220,76 kWh
Összes veszteség	88,876 kWh	87,871 kWh
Méretezés módja	Egyvonalas séma	P(U) szabályozáson alapuló elosztott akkumulátor esetén

3.18. táblázat: 100%-os PV penetráció, scenáriók összehasonlítása

100%-os napelemes penetráció esetén dominánsabb különbségek vehetők észre. Központi akkumulátor esetén lényegesen nagyobb teljesítményű akkumulátor szükséges ahhoz, hogy a hálózati feszültség minden csomóponton normalizálódjon. Ezzel szemben elosztott akkumulátor esetén nagyobb beépített akkumulátor kapacitásra van szükség, hogy az adott csomópontok napelemei által termelt energia el nem fogyasztott részét el tudja tárolni. Veszteség szempontjából az elosztott akkumulátor használata a kedvezőbb, viszont látható, hogy mind központi, mind elosztott akkumulátor alkalmazásával közel 40%-kal kevesebb veszteség lép fel a hálózaton.

4 Meddőnyelés funkció és akkumulátor vizsgálata

Az előző fejezetben az energiaközösségi akkumulátor(ok) hálózati feszültségre gyakorolt hatását vizsgáltam. Az elosztói engedélyes és a közösségi tagok egyetértésének jegyében egy kisméretű transzformátor körzetre méretezett akkumulátoros energiátároló rendszer optimális elhelyezését kerestem az elosztott napelemes termelőegységek hálózati feszültség emelő hatásának kiküszöbölése céljából. Jelen fejezet célkitűzése azonos: a háztartási méretű kiserőművek okozta túlfeszültség elkerülése, viszont eltérő módszertannal.

Kisméretű hálózat lévén jó közelítést ad a feszültségesésre a következő, korábban már bemutatott összefüggés. Az ott alkalmazott jelölésekkel: $\Delta U = RI_w - XI_m$. Ámbar mértéke nem csak a korábban látottak alapján, akkumulátoros betárolás révén csökkenthető, hanem a meddő áramlás megfelelő fokozásával, induktív meddő teljesítmény nyeléssel is. Ebben a fejezetben az inverter meddő kapacitásának hálózati feszültség szabályozásra való felhasználhatóságát vizsgálom különböző esetekben. Meghatározom, hogy mekkora túlméretezettséggel kell megtervezni a napelemes rendszer inverterét, hogy annak a teljes napra vonatkozóan mindig legyen elegendő kapacitása a meddőnyelésre. Ezzel szemben, a napelemes rendszer csúcsteljesítményére méretezett inverter meddő teljesítmény fogyasztása mellett, mennyivel kisebb akkumulátoros kapacitás szükséges a csupán tároló által kompenzálható túlfeszültségek kiküszöböléséhez képest. Relevanciájuk miatt, ugyanezen szempont szerint tekintem az alulméretezett inverter eshetőségét, valamint azon szabályozást, mely esetén adott teljesítményig engedélyezett hálózati visszatáplálás.

A vázolt elemzést egy egyszerű, egyvonalas hálózati modellen végzem el, melynek csupán a végpontján jelentkezik fogyasztás illetve termelés. Ha úgy tetszik, akkor tekinthető egy kisméretű hálózat transzformátor körzet egyvonalas sémabéli modelljének, ahol az összes fogyasztót és termelőt a KÖF/KIF transzformátorhoz legközelebb eső hálózati csatlakozási pontra redukálva képzelem el. A transzformátor és a koncentrált, aktív fogyasztó között $r = 0,36 \frac{\Omega}{km}$ és $x = 0,3 \frac{\Omega}{km}$ hosszegységre eső ellenállással és induktivitással jellemezhető, 400 m hosszúságú vezeték húzódik. A fogyasztás és termelési adatokat a 3. fejezetben használt szoftver 100%-os napelemes elterjedtség melletti adataiból exportáltam és negyedórás bontásban összegeztem. Az

elkövetkezendő alfejezetekben egy kifestültségű hálózat egyetlen aktív fogyasztójára ugyan nem jellemző az összegzett termelési és fogyasztási teljesítmény-idő adatok, de szem előtt tartva koncentrált jellegét, helytálló következtetések vonhatók le a vizsgált esetek összevetése által. A leírt hálózat egyes esetek melletti feszültség és teljesítmény viszonyait Microsoft Excelben számoltam ki. Az akkumulátor és a Q(U) feszültségfüggő szabályozás a hatásos és meddő teljesítményt változtatja, amely hatással van a hálózati feszültségre, így a számítás során algebrai hurok alakul ki. Ennek leküzdése és a megfelelő beavatkozás meghatározása céljából az Excel Solver bővítményét használtam fel. Makrók létrehozásával automatizáltam a számítás során elvégzendő műveletsort.

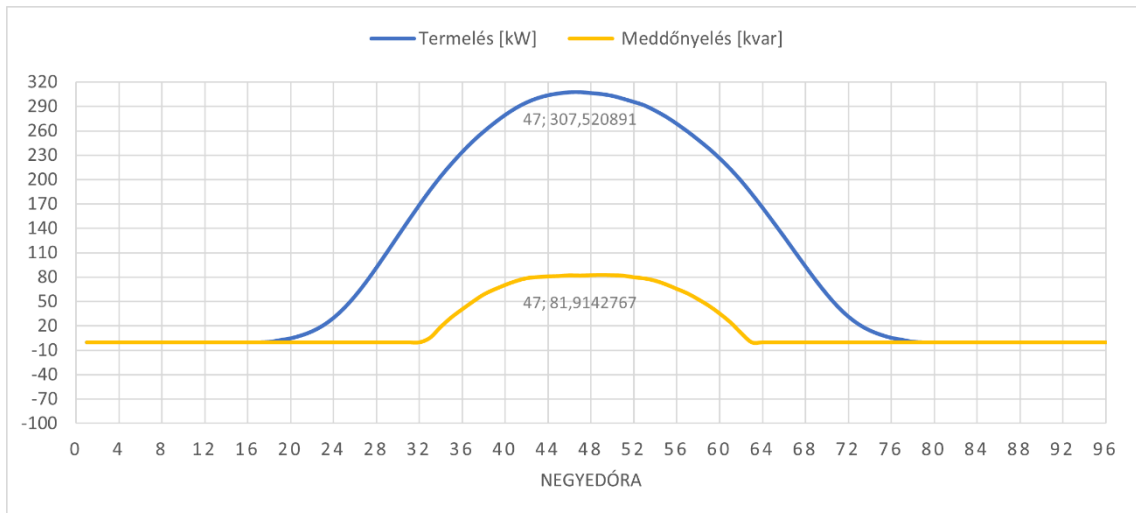
4.1 Tülméretezett inverter

Ebben az alfejezetben meghatározom, hogy a megvalósított napelemes termelő csúcsteljesítményéhez képest, mekkora mértékben szükséges az invertert tülméretezni, hogy annak mindig legyen elegendő meddő kapacitása a feszültség probléma kiküszöbölésére. Ebben az esetben tehát az akkumulátor feszültség csökkentő hatásával nem számolok, mivel a méretezésből adódóan arra nincs szükség.

A számítást legrosszabb esetben, vagyis abban a negyedórában kell elvégezni, ahol a napelemes termelés maximális, ugyanis ekkor egy a csúcsteljesítményre méretezett inverternek nincsen meddő kapacitása. Ebben az esetben a 47. negyedórai 307,52 kW a termelési görbe maximuma. Számításaim szerint ekkor 81,91 kvar meddő teljesítmény nyelés szükséges. Az 4.1. ábra alapján megfigyelhető az inverter teljes napra vonatkozott meddő teljesítmény-idő és termelés-idő grafikonja. A leolvasott adatokból adódik az inverter teljesítménye a következő összefüggéssel.

$$S_{inv} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{307,52^2 + 81,91^2} = 318,24 \text{ kVA}$$

Ez azt jelenti, hogy a fogyasztás számításba vétele mellett $\frac{318,24 \text{ kVA}}{307,52 \text{ kVA}} = 1,0349$, vagyis csupán 4%-os tülméretezés szükséges. Figyelembe véve, hogy a napelemes rendszerek legdrágább alkotó elemét az inverter adja, a kiszámolt minimális tülméretezettség alacsony értéke miatt megfizethető többletkiadást képviselhet.



4.1. ábra: Túlméretezett inverter hatásos és meddő teljesítmény görbéi

4.2 Csúcsteljesítményre méretezett inverter

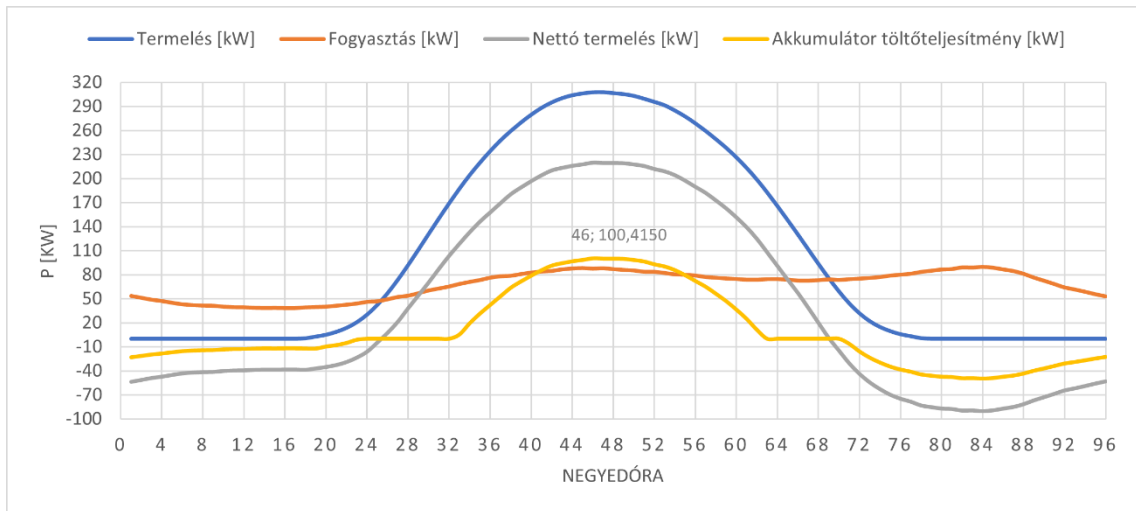
Ebben az alfejezetben azt feltételezem, hogy az inverter teljesítménye egybe esik a vizsgált nap napelemes termelésének maximumával. Három esetet vizsgálok meg: elsőként azt, ahol az akkumulátor töltésével, az inverter meddő kapacitásának kihasználása nélkül csökken a termelés okozta túlfeszültség. Ezt követi az a Szenárió, amelybe az alacsony termeléssel jellemezhető időszakban - vagyis amikor rendelkezésre áll elegendő meddőnyelési képesség, akkor az inverter ezen funkciójával, egyébként pedig akkumulátoros energia betárolás révén oldódik meg a feszültségsértés. Végül a meddőnyelés funkció teljes kihasználása mellett szükséges akkumulátoros kapacitást vizsgálom.

4.2.1 Kizárólag akkumulátoros töltés

Jelen eset fontossága nem abban rejlik, hogy mekkora névleges teljesítményű és minimális kapacitású akkumulátor szükséges a vizsgált egyvonalas hálózaton a feszültség probléma elkerülése céljából (nem valós kisfeszültségű aktív fogyasztó), hanem a további két eset számára megfelelő viszonyítási alapot teremt.

Tehát az akkumulátor tölt, amennyiben a csatlakozási pontjának a feszültsége meghaladja a névleges érték 109%-át és kisül, ha a feszültség a névleges érték 98% alá csökken, vagyis a bevezetőben bemutatott akkumulátor karakterisztika szerint működik. Az inverter meddő teljesítmény fogyasztását ebben az esetben nem használom ki.

A számításból az akkumulátor töltőteli teljesítmény-idő görbe maximumának értéke 100,415 kW-nak adódott (4.2. ábra), vagyis ez a tároló névleges teljesítménye.



4.2. ábra: Méretezett inverter, akkumulátor meddőnyelés funkció nélkül

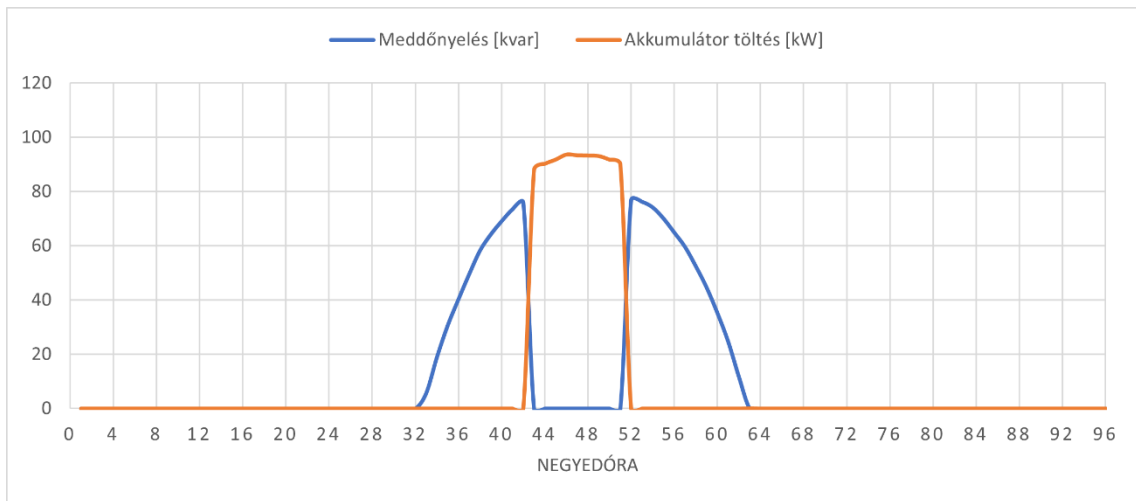
Az akkumulátor töltőtéljesítmény görbéjének pozitív értékkészletű tartományán vett integrál az akkumulátor kapacitását: 522,23 kWh, míg ugyanez a negatív értékkészleten a kisütött energia összmenyiségét adja meg: 315,47 kWh. Ezek különbségeként adódik az egy napra vonatkoztatott nettósított betárolt energia mennyisége, mely 206,76 kWh. Ebből az a következtetés vonható le, hogy a bemutatott akkumulátor karakterisztika szerinti működéssel, egy napon eltárolt energia mennyiségét a következő napi betárolás kezdetéig nem képes teljes egészét tekintve elhasználni a felhasználó, így két hasonló nettó termeléssel jellemezhető, egymást követő napon problémássá válhat az energiatárolás az alacsony szabad akkumulátoros kapacitás miatt. Elmondható viszont, hogy a szabályozás azon beállítása mellett, amely lehetővé teszi az akkumulátorban tárolt energia kisütését mindaddig, amíg nem lép fel túlfeszültség, akkor ez a 206,76 kWh energia mennyiség a 64-től egészen a 32. negyedóráig tartó időszakban teljes egészét tekintve kitárolható. Az 4.2. ábra alapján jól megfigyelhető, hogy a termelés és fogyasztás adatok különbségeként kiadódó nettó termelési görbét az akkumulátor töltőtéljesítménye szépen leköveti.

4.2.2 Meddőnyelés, akkumulátoros töltés a csúcspan

A napelemes termelésből fakadó feszültség emelkedést meddőnyelés funkció és az akkumulátortöltése révén küszöbölöm ki ebben a fejezetben. Alapesetben túlfeszültséggel jellemezhető negyedórák közül azokban, amelyekre teljesül, $Q_{szük.} \leq$

$$\sqrt{S_{inv.}^2 - P_{term.}^2}, \text{ vagyis a meddőnyelés szükséglet kisebb, mint az inverter meddő}$$

kapacitása, ott meddő teljesítmény fogyasztással, egyébként akkumulátor töltéssel oldódik meg a feszültség probléma (4.3. ábra).



4.3. ábra: Méretezett inverter, meddőnyelés és akkumulátor töltés a csúciban

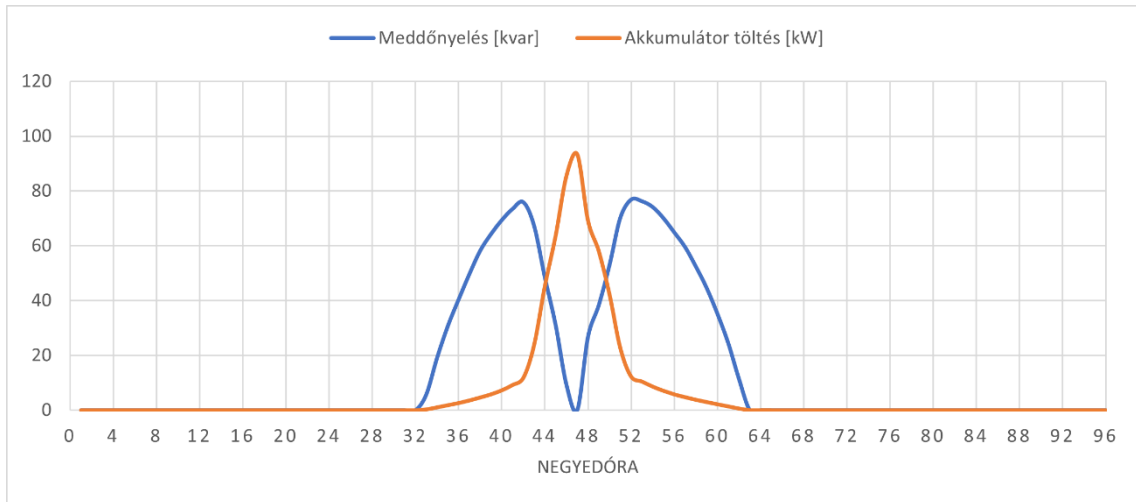
Az 4.3. ábra alapján látható, hogy az említett egyenlőtlenység a 43-tól 51. negyedóraig terjedő időszakban nem teljesíthető, így ekkor az akkumulátor tölt. Ebben az időintervallumban összesen 206,38 kWh energia kerül eltárolásra, tehát ennyi a minimálisan szükséges akkumulátoros kapacitás ezen szabályozás esetében. Az 4.2.1 alfejezetben megállapított 522,23 kWh-hoz képest 60,48%-os akkumulátoros kapacitás csökkenést jelent.

4.2.3 Meddőnyelés és akkumulátor töltés

Az előzőekben bemutatott (4.2.2) esethez képest a jelen alfejezetben tárgyalt abban tér el, hogy az inverter meddő kapacitását minden negyedórában kihasználom a feszültség probléma megoldására (4.4. ábra), illetve az akkumulátor működése időben nincs korlátozva. Látható, hogy az akkumulátor már délelőtti órákban elkezd tölni. Ennek oka, hogy az inverter meddő teljesítmény nyeléssel a feszültségsértést szünteti meg, nem pedig a névleges érték 109%-a alá csökkenti a hálózati feszültséget. Az ábrán továbbá megfigyelhető, hogy ahogyan csökken az inverter meddő kapacitása, úgy növekszik az akkumulátor töltőteliessége. A 47. negyedórán ér el az inverter a névleges teljesítményét, ekkor maximális az akkumulátor töltőteliessége. Ez nem meglepő, hiszen a napelemes termelés maximuma szerint lett az inverter méretezve.

A bemutatott működéssel az akkumulátor minimálisan szükséges kapacitása 152,82 kWh-nak adódik, ez 70,74%-os kapacitásbeli csökkenést jelent az 4.2.1-ben tárgyalt

esethez képest, de az előzőnél is 53,56 kWh-val kisebb. Tehát, az inverter meddő kapacitásának kihasználásával jelentősen csökkenthető az akkumulátorok beruházására fordítandó összeg.



4.4. ábra: Méretezett inverter, meddőnyelés és akkumulátor töltés

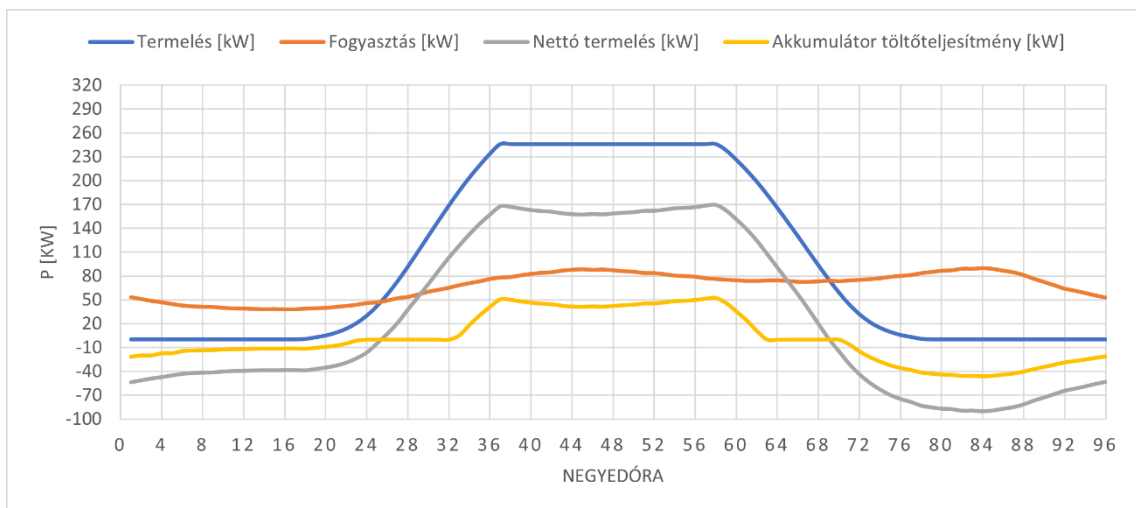
4.3 Alulméretezett inverter

A mindennapi gyakorlatban, általában a napelem névleges teljesítményéhez képest a rendszer legdrágább egységét képező invertert alul szokták méretezni. Ennek az oka, hogy használat közben csak ritkán fordulnak elő együttesen azok a környezeti feltételek, amelyek mellett az adatlapon feltüntetett maximális teljesítményt biztosítani képes, tehát az inverter kihasználtsága javítható. Ezen felül a területen illetékes elosztóhálózati rendszerüzemeltető dönthet a kisebb teljesítményű inverter hálózatra csatlakoztatásáról, hogy elkerülje, illetve egyenletesebbé tegye a napelemes betáplálást a csúcsidekban.

Ebben az alfejezetben tehát az alulméretezett inverter esetét vizsgálom meg. Az alulméretezettség mértékét 20%-nak veszem, vagyis a maximális, 307,52 kW hatásos teljesítmény termelés 80%-val számolva az inverter névleges teljesítménye 246,02 kVA-nak adódik. A korábban látottakhoz hasonlóan most is három eshetőséget vizsgálok. Elsőként kizárólag akkumulátoros betárolás révén, a másik két esetben pedig meddőnyeléssel kombinált módon oldódik meg a hálózati feszültség probléma.

4.3.1 Kizárólag akkumulátoros töltés

Az 4.5. ábra hatásos teljesítmény termelés-idő görbéjén megfigyelhető az inverter alulméretezettsége következtében jelentkező „levágás”. Ez a jelleg a nettó termelés görbén keresztül nyilvánvalóan az akkumulátor töltőteljesítmény-idő grafikonon is jelentkezik. Összehasonlítva ezen alfejezet diagramját a méretezett inverter esetén bemutatottal (4.2. ábra) megállapítható, hogy jelen esetben fele akkora névleges teljesítményű akkumulátor szükséges a probléma megoldása céljából. Akkumulátor kapacitás tekintetében 307,74 kWh adódik, ami az 4.2.1 szakaszban kiszámoltak az 58,93%-a. A teljes napra vonatkoztatott nettó betárolt energia (akkumulátor töltőteljesítmény görbe integrálja a vizsgált tartományon) 14,98 kWh, vagyis lényegesen kisebb a feszültségsértés azon okból történő fellépésének a kockázata, hogy nincs elegendő akkumulátoros kapacitás.



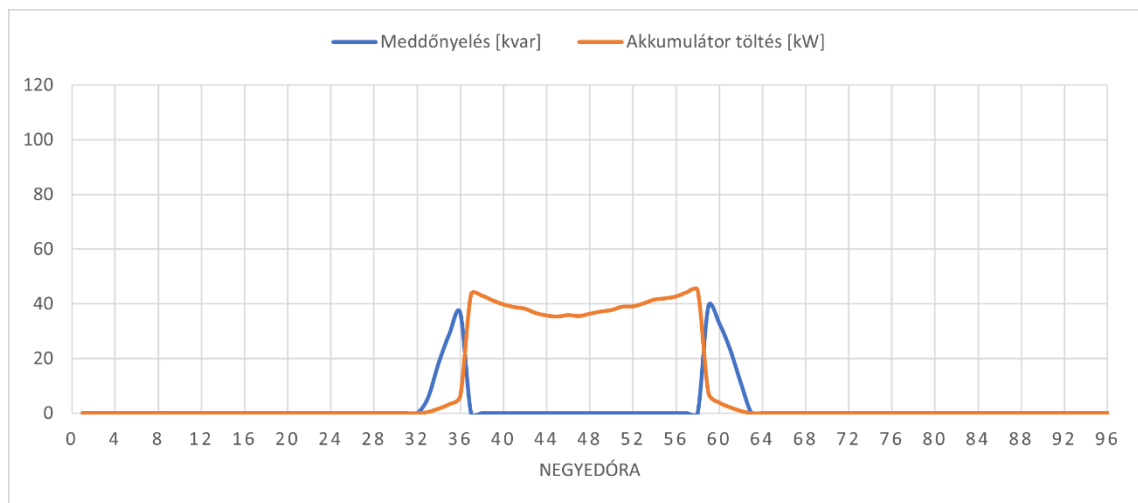
4.5. ábra: Alulméretezett inverter, akkumulátor meddőnyelés funkció nélkül

4.3.2 Meddőnyelés és akkumulátor töltés

Ahogy azt már korábban említettem, az inverter alulméretezésével a hatásos teljesítmény hálózati betáplálása alapján vett kihasználtsága növelhető, viszont ezzel egyetemben meddőnyelési kapacitása csökken. A vizsgált alulméretezettség mellett olyannyira mérséklődik, hogy a korábbi logikát követve szükségképpen tanulmányozandó, további két eshetőség meddőnyelés funkció szempontjából megkülönböztethetlenné válik, így tárgyalásuk jelen alfejezetre szorítkozik.

Az 4.6. ábra elemzése révén kiderül, hogy az inverter meddő nyelésre a 36. negyedóraig, majd azt követően újra csak az 59. negyedórától kezdődően képes. A jelölt

két időpont között akkumulátoros töltés következtében mérséklődik a feszültség a névleges érték 110%-a alá. Jól látható, hogy az említett időintervallumon a nettó termelési görbe jellegét a töltőteljesítmény leköveti. Az ábrán vázolt esetben 223,5 kWh kapacitású akkumulátor, vagyis 27,37%-kal kisebb szükséges, mint amekkorára az 4.3.2 szakaszban szükség volt. Amennyiben csak a 37-től 58. negyedóraig tartó időszakban tölt az akkumulátor, akkor ez a mutató 29,48%-ra nő.



4.6. ábra: Alulméretezett inverter, meddőnyelés és akkumulátor töltés

(Az osztásközt a korábbi ábráéval megegyező méretűre állítottam a könnyebb összehasonlíthatóság kedvéért.)

4.4 Hálózati betáplálás maximalizáció

Ahogy a konzulensem-től megtudtam, iparági egyeztető tárgyalások során napirendre került a napelemes rendszerekre vonatkozó azon vezérlési lehetőségről szóló műszaki egyeztetés, amely csak adott teljesítményig engedélyezi a villamosenergia hálózati visszatáplálását. Ezen aktualitás mentén született meg az ötlet ebben az alfejezetben vizsgált esettanulmányokra. Kérdésként merülhet fel, hogy ezen szabályozás betartásával, leszabályozás esetén mennyi energia veszne el, vagy mekkora akkumulátoros kapacításra lenne szükség az elveszendő energia betárolására. Többek között ezekre a kérdésekre is keresem a választ a korábban bemutatott egyvonalas hálózati modellen, az előzőekben is vizsgált scenáriók mellett.

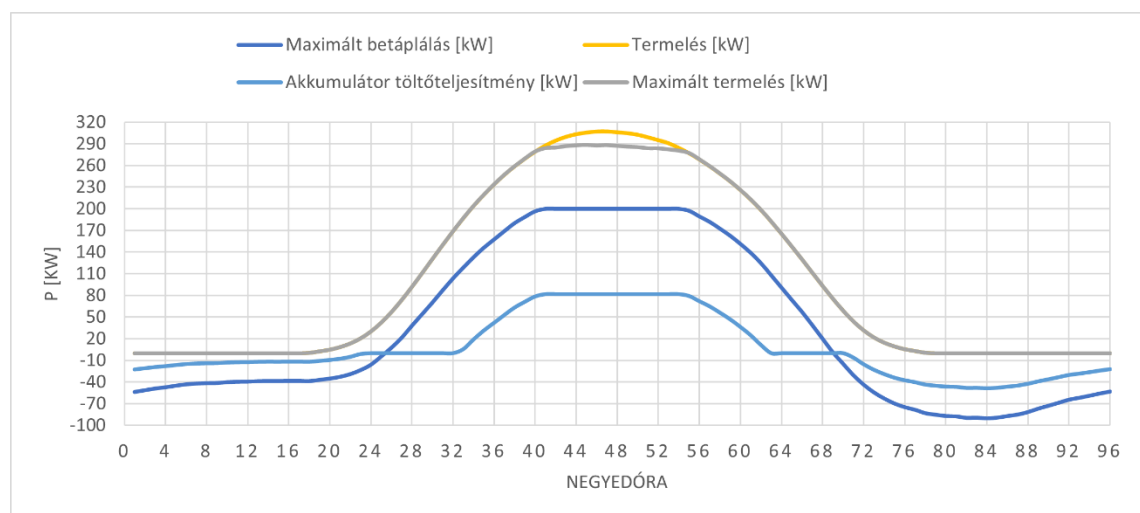
A hálózati betáplálás maximalizáció azt jelenti, hogy a nettó termelésre elő van írva egy maximális érték, amelyet nem haladhat meg. Tekintve az 4.2. ábra ezen görbéjét, a maximálisan megengedhető napelemes hálózati betáplálás értékét 200 kW-ban

határozom meg. Az így kapott görbe a maximált betáplálás. Ez és a fogyasztás összegeként megkapható a maximált termelés teljesítmény-idő grafikonon, amelyet termelésként feltételezve, a nettó termelés éppen a maximált betáplálás lenne (lásd: 4.7. ábra).

4.4.1 Kizárólag akkumulátoros töltés

A 200 kW értékben maximált hálózati visszatáplálás mellett is fellép feszültség probléma. Ennek akkumulátorral történő megoldásához a számítások alapján 473,97 kWh kapacitású tároló telepítése szükséges. Ez az 4.2.1 alfejezetben látottak a 90,76%-a. A kis különbséget a nettó termelési görbe csekély „levágása” okozza (4.7. ábra).

Ezen fejezet bevezetőjében felvetett két kérdés valójában egy. Egyrészt számítható az 4.7. ábra termelés és maximált betáplálás görbék különbségének integráljaként, vagy az 4.2.1-ben és a most megállapított akkumulátor kapacitásának a különbségeként. Tehát ezen szabályozás esetén 48,26 kWh energia veszne el.

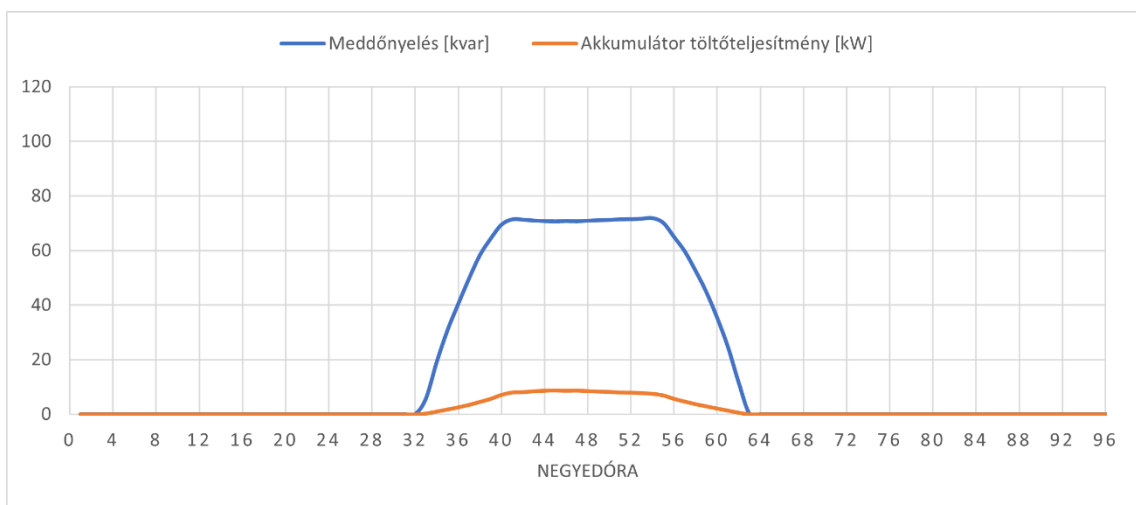


4.7. ábra: Hálózati betáplálás maximalizáció, akkumulátor meddőnyelés funkció nélkül

4.4.2 Meddőnyelés és akkumulátor töltés

4.3.2 alfejezetével ellenben, most, hogy a napelemes hálózati betáplálás, ezáltal pedig a termelés maximálva lett, az inverter kihasználtsága lecsökkent, így a teljes nap minden negyedórájában van elegendő meddő kapacitás. Ez azt jelenti, hogy csupán az inverter meddőnyelés funkciójával kiküszöbölhető a napelemes termelés okozta hálózati túlfeszültség. Mivel a meddőnyelés időfüggésében nincs különbség a logikailag idevágó két eset között, így azok egyben kerülnek bemutatásra. A számítás elvégzésével az 4.8. ábra meddőnyelés és akkumulátor töltőteliesség görbéi adódnak.

Amennyiben az akkumulátor működési karakterisztikája olyan, hogy a meddő teljesítmény fogyasztás alatt a feszültség névleges értékének 109%-a felett tölteni kezd, akkor az 4.8. ábra szerinti töltőteliesség-idő görbéhez jutok. Ekkor az akkumulátor minimális kapacitása 42,09 kWh-nak adódik, ami 91,12% kisebb az 4.4.1-ben számolthoz képest. Azon működési mód esetén viszont, amely mellett csak akkor tölt az akkumulátor, amikor nem áll rendelkezésre elegendő szabad meddő kapacitás, a tároló telepítése elhanyagolható. Tehát, összeségében az elveszendő energia betárolásának figyelembevételével az előbbi esetben $48,26 \text{ kWh} + 42,09 \text{ kWh} = 90,35 \text{ kWh}$, az utóbbiban 48,26 kWh akkumulátoros kapacitás beépítése szükséges.



4.8. ábra: Hálózati betáplálás maximalizáció, meddőnyelés és akkumulátor töltés

5 Akkumulátorok a kereskedelmi forgalomban

Az energiaközösségi akkumulátorok olyan energiatároló rendszerek, amelyeket az energiatermelés és -fogyasztás optimalizálására használhatnak a közösség tagjai (pl.: városi társasház lakóközössége, falusi magánház tulajdonosok). Számos akkumulátort forgalmazó cég megtalálható az interneten, amelyek különböző gyártók termékeinek széles palettáját értékesítik. Technológiai szempontból a lítium-ion akkumulátorok a legelterjedtebbek. Általánosságban elmondható róluk, hogy könnyűek, hatékonyak és viszonylag alacsony karbantartást igényelnek. A megfelelő rendszer kiválasztása során azonban fontos figyelembe venni a helyi igényeket, környezeti adottságokat és az elosztói engedélyes ajánlásait.

Ennek a szakasznak a célja a 3. fejezetben mind központi, mind elosztott esetre meghatározott, optimálisnak vélt akkumulátoros energiatároló rendszer névleges teljesítményének és kapacitásának megfelelő, piaci forgalomban fellelhető tároló keresése. Előzetes felmérést követően a következő kettő forgalmazó kínálatában találtam olyan akkumulátorokat, amely paraméterei megfelelőek lehetnek az energiaközösség számára: *Elecod* [9] és a *Europe – Solar Store* [10]. Nyilvánvaló, hogy nem gyártanak minden méretben akkumulátorokat, így pontosan akkorát nem találhatok, mint amekkorát a méretezés eredményezett.

5.1 Központi akkumulátor

5.1.1 70%-os napelemes elterjedtség [11]

A 3.1.1.1 alfejezetben leírtak alapján 70%-os PV penetráció mellett központi akkumulátorként a 69. csomópontba telepített 12,9 kW névleges teljesítményű, 18,06 kWh kapacitású bizonyult a legkedvezőbbnek. Ebben az esetben a *Europe -Solar Store* oldaláról a *Sungrow SBR192* lítium-ion akkumulátorát választom. Ez az akkumulátor LFP (litium ferro phosphate) cellákból áll, amely a gyártó szerint a legbiztonságosabb és leghosszabb élettartamú, továbbá fentarthatóság szempontjából is kedvező. Hat darab egyenként 3,2 kWh-os akkumulátor modullal rendelkezik, vagyis a névleges kapacitása 19,2 kWh. Maximális töltő és kisütő teljesítménye 13,14 kW, tehát az általam meghatározott 12,9 kW-ot meghaladja. Kijelzőjéről tájékozódhatunk a töltöttséget

illetően. Túlfeszültség, hőmérséklet és túláram védelemmel, valamint DC megszakítóval ellátott készülék, IP55 védelmi fokkal rendelkezik.



5.1. ábra: SBR192 lítium-ion akkumulátor [11]

A fogyasztók elfogadottságának növeléséhez elengedhetetlen, hogy esztétikus és kis méretű legyen az akkumulátoros energiatároló rendszer. Ezen bemutatott eszköz mérete (0,625 x 0,935 x 0,33 m) és a 5.1. ábra alapján megállapítható, hogy ez az elvárás teljesül. Kül – és beltérre egyaránt telepíthető, álló konstrukcióról van szó. A forgalmazó továbbá 10 év garanciát vállal, ami felhasználói szempontból rendkívül kedvező és vonzó ajánlatnak hat.

5.1.2 100%-os napelemes elterjedtség [12]

Tekintve, hogy 100%-os PV penetráció esetén lényegesen több, megújuló energiát hasznosító termelő egység csatlakozik a hálózathoz, nagyobb központi akkumulátorra van szükség, mint az az előző alponban olvasható: 65,9 kW névleges teljesítményű, 210,88 kWh kapacitású szükséges. Ebben az esetben az Elecod cég kültéri, szekrény kialakítású energiatároló rendszerei közül a 100 kW/ 215kWh modellt választom az energiaközösségi akkumulátor telepítése céljából. Ahogyan a jelölésből már következtetni lehet, de az adattáblázatából egyaránt kiolvasható, hogy ezen eszköz névleges kapacitása 215 kWh. Ugyancsak LFP típusú, IP55 védelmű akkumulátorról van szó. Névleges teljesítménye 100 kW, vagyis megfelelő vezérléssel a számolt

teljesítményen tölteni képes. Továbbá, adatként megjelölve szerepel, hogy az áramra vonatkozó felharmonikus torzítása a névleges teljesítményén három százaléknál kisebb.



5.2. ábra: Elecod Outdoor Cabinet ESS 100kW/ 215kWh [12]

Ahogy az a 5.2. ábra alapján megállapítható, egy robusztus, sokkal nagyobb konstrukcióról (tömege 2400 kg, 1,8 m széles, 1,2 m mély és 2 m 15 cm magas) beszélhetünk mint, ami 70%-os PV penetráció esetén bemutatásra került. Szabadalmaztatott kültéri szekrényvédővel, optimalizált hőelvezető csatornával, homok, por és eső elleni védelemmel van felszerelve. Karbantartását könnyűvé teszi, hogy elülső és hátsó oldala nyitható.

5.2 Elosztott akkumulátor [10]

Elosztott akkumulátor esetén a beépítendő akkumulátorokat a központihoz hasonló részletességgel nem fejtem ki, mivel sok tároló és felmerülő lehetőség kerülhetne szóba, aminek gátat szab ezen értekezés terjedelmi megkötése. Látható, hogy 70% esetén kettő akkumulátor beépítése szükséges (3.12. táblázat), míg 100%-os napelemes elterjedtség esetén a 3.15. táblázat foglalja össze a telepítendő akkumulátorok fő paramétereit. Az 5 kWh alatti kapacitású tárolókat a Europe Solar Store által forgalmazott BYD Battery-Box Premium HVS 5.1 5,12 kWh kapacitású akkumulátorokkal valósítanám meg. A 64, 52. és 70%-os PV penetráció esetén a 68. csomópontokba az LG által gyártott Chem RESU10H Prime battery set 9,6 kWh kapacitású, 100%-os kisütési mélységű, 5 kW névleges teljesítményű konstrukció kerülne. A többi csomóponton a Sungrow gyártó ajánlásában szereplő módon, azonos típusú akkumulátorok (maximálisan négy) párhuzamos kapcsolásával alakítanám ki a szükséges kapacitást az SRB224, SRB160 és SRB128 készülékekből válogatva.

Ezen fejezet végére megjegyzem, hogy a korábban meghatározott, szükségszerűen beépítendő akkumulátoros kapacitás csökkenthető az 4. fejezetben látott meddőnyelés funkció kihasználásával.

6 Összegzés

A 2. fejezet alapján kijelenthető, hogy Magyarországon egyelőre az energiaközösségek megvalósulására társasházi szinten van a legnagyobb esély, vagyis abban az esetben, amikor a megtermelt energia szétosztása nem érinti a közcélú hálózatot. Ennek megfelelően, az önfogyasztás részarányának növelése az energiaközösségek fő feladata. Dolgozatomban áttekintettem 70 és 100%-os napelemes elterjedtség esetén mind központi, mind elosztott esetben a feszültségsértést megszüntető, energiaközösségi akkumulátoros energiatároló rendszerek közül azokat, amelyek optimálisnak mondhatók. Látható, hogy 70%-os PV penetráció esetén központi és elosztott akkumulátor között csak elenyésző különbség adódik. Ebben az esetben a megvalósítás lehetséges formáiról (központi vagy elosztott rendszer) társadalmi és gazdasági szempontok alapján hozható döntés. 100%-os napelemes elterjedtség esetén már differenciáltabb a helyzet: az ideális elosztott akkumulátor elrendezés összeségében kisebb teljesítményt, a központi kisebb kapacitást igényel. A korábban részletezettek alapján megállapítható, hogy az akkumulátor elhelyezésének értelme a feszültség probléma által érintett hálózatrészen, és ezen belül is a hálózat végén van. A 4. fejezetben megvizsgáltam, hogy egy egyszerűbb hálózaton meddőnyelés funkció mellett mekkora mértékben csökkenthető a szükséges akkumulátor kapacitás. Ezek alapján nyilvánvaló, hogy az inverter meddőnyelési képességet mindenképpen érdemes figyelembe venni akkumulátoros rendszerek tervezésekor. Végezetül utánajártam az optimálisnak vélt energiaközösségi akkumulátorok beszerezhetőségének.

7 Köszönetnyilvánítás

Szeretném hálásan megköszönni mindazoknak, akik támogattak dolgozatom elkészítése során. Köszönettel tartozom első sorban konzulensemnek, Dr. Raisz Dávidnak, aki kiváló meglátásaival, kiemelkedő szakmai tudásával és tapasztalatával hozzájárult és nagymértékben segítette a dolgozatom alapját adó kutatás létrejöttét. Szeretném megköszönni továbbá a tanszék mindazon dolgozóinak is, akik munkám során segítettek.

Végül, de nem utolsó sorban kimondhatatlanul nagy hálával tartozom családomnak, akik minden kilátástalannak tűnő helyzetben mellettem álltak, bátorítottak és segítettek megoldást találni minden problémámra.

Köszönöm!

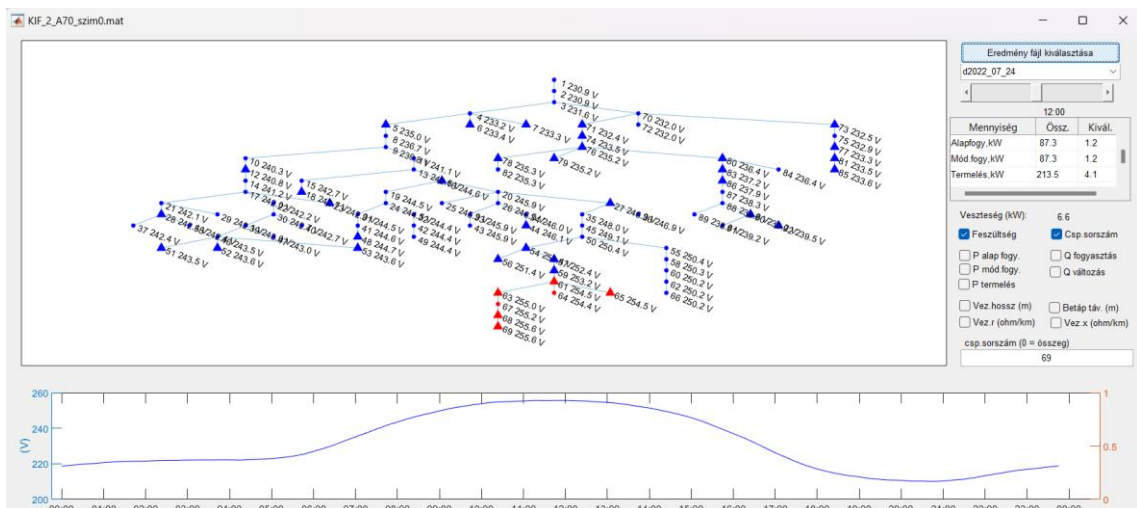
8 Irodalomjegyzék

- [1] Az Európai Parlament és a Tanács (EU) 2018/2001 irányelve (2018. december 11.) a megújuló energiaforrásokból előállított energia használatának előmozdításáról
- [2] Az Európai Parlament és a Tanács (EU) 2019/944 irányelve (2019. június 5.) a villamos energia belső piacára vonatkozó közös szabályokról és a 2012/27/EU irányelv módosításáról
- [3] Nemzeti Jogszabálytár: 2007. évi LXXXVI. törvény a villamos energiáról
- [4] Nemzeti Jogszabálytár: 2013. évi V. törvény a Polgári Törvénykönyvről
- [5] MEKH: Nemzeti Energiastratégia 2030, kitekintéssel 2040-ig, Tiszta, okos megfizethető energia, 2020. január
- [6] P. Kaderják, P. Szolnoki: 04 – Energiaközösségek Beszámoló: Második kutatási fázis, Zéró Karbon Központ, BME, 2022. március
- [7] The rural energy community advisory hub: National legal and policy frameworks, 2023-03
- [8] Obtaining and managing finances for a rural energy community, 2022. november
- [9] Elecod: <https://www.elecod.com/> (revision 15:31, 23 October 2023)
- [10] Europe-Solar Store: <https://www.europe-solarstore.com/> (revision 16:15, 23 October 2023)
- [11] Europe-Solar Store: Sungrow SRB192, <https://www.europe-solarstore.com/storage-and-system-solutions/solar-storage-batteries/sungrow-sbr192-lithium-ion-battery.html> (revision 17:09, 23 October 2023)
- [12] Elecod: Elecod Outdoor Cabinet ESS, <https://www.elecod.com/product/monet-power-module-1> (revision 18:12, 23 October 2023)

9 Függlék

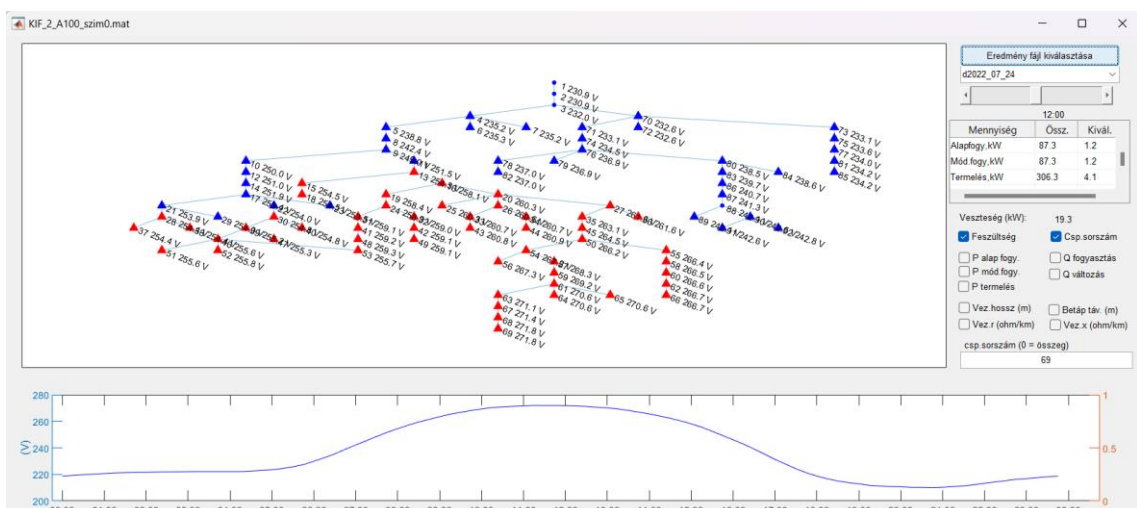
9.1 Feszültség probléma kiterjedése szabályozás nélküli esetben

9.1.1 70%-os PV penetráció



9.1. ábra: 70%-os PV penetráció szabályozás nélkül

9.1.2 100%-os PV penetráció



9.2. ábra: 100% PV penetráció szabályozás nélkül

9.2 Akkumulátor méretezés – egyvonalas séma

9.2.1 70%-os napelemes elterjedtség

9.2.1.1 Teljesítményszámítás

Csomópont	P_{foggy} [W]	P_{term} [W]	$P_{több}$ [W]	φ [°]	P[W]	Q[var]
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00	0,00
4	330,54	0,00	-330,54	0,41	-330,53	-2,36
5	972,42	3526,17	2553,74	0,67	2553,57	29,70
6	1334,66	4239,34	2904,68	0,42	2904,60	21,42
7	2216,52	7040,43	4823,90	0,42	4823,77	35,25
8	252,23	0,00	-252,23	0,91	-252,20	-4,00
9	513,97	0,00	-513,97	1,34	-513,83	-12,01
10	1032,86	0,00	-1032,86	1,40	-1032,56	-25,25
11	607,76	0,00	-607,76	1,51	-607,55	-16,06
12	1236,04	4080,56	2844,52	1,47	2843,59	72,76
13	829,51	0,00	-829,51	1,71	-829,14	-24,78
14	636,64	0,00	-636,64	1,52	-636,41	-16,89
15	647,34	0,00	-647,34	1,72	-647,04	-19,46
16	1735,24	5563,14	3827,90	1,98	3825,61	132,27
17	592,56	0,00	-592,56	1,62	-592,32	-16,71
18	1170,99	4122,90	2951,91	1,72	2950,57	88,82
19	255,35	0,00	-255,35	1,98	-255,20	-8,81
20	581,83	0,00	-581,83	2,13	-581,42	-21,65
21	377,61	0,00	-377,61	1,63	-377,46	-10,76
22	824,74	0,00	-824,74	1,64	-824,40	-23,62

23	2241,01	7805,86	5564,85	1,62	5562,62	157,76
24	519,66	0,00	-519,66	1,97	-519,35	-17,89
25	769,82	0,00	-769,82	2,13	-769,28	-28,64
26	908,56	0,00	-908,56	2,14	-907,93	-33,87
27	1338,16	4642,24	3304,08	2,26	3301,51	130,38
28	2262,85	7915,02	5652,18	1,66	5649,81	163,60
29	881,48	0,00	-881,48	1,63	-881,12	-25,04
30	235,15	0,00	-235,15	1,69	-235,05	-6,93
31	1005,58	0,00	-1005,58	1,98	-1004,98	-34,68
32	422,52	0,00	-422,52	1,97	-422,27	-14,51
33	476,75	0,00	-476,75	2,13	-476,42	-17,74
34	650,25	0,00	-650,25	2,15	-649,80	-24,37
35	364,91	0,00	-364,91	2,40	-364,59	-15,31
36	201,82	0,00	-201,82	2,26	-201,67	-7,96
37	409,90	0,00	-409,90	1,66	-409,73	-11,86
38	433,70	0,00	-433,70	1,66	-433,52	-12,54
39	418,85	0,00	-418,85	1,71	-418,67	-12,54
40	5,00	0,00	-5,00	1,69	-5,00	-0,15
41	726,38	0,00	-726,38	1,98	-725,94	-25,14
42	708,36	0,00	-708,36	1,96	-707,95	-24,27
43	588,81	0,00	-588,81	2,13	-588,40	-21,88
44	1557,44	5176,12	3618,68	2,16	3616,10	136,51
45	174,75	0,00	-174,75	2,55	-174,58	-7,76
46	0,21	0,00	-0,21	1,76	-0,21	-0,01
47	635,41	0,00	-635,41	1,71	-635,12	-18,99
48	1112,89	3807,34	2694,44	1,99	2692,81	93,76

49	146,63	0,00	-146,63	1,96	-146,54	-5,02
50	492,58	0,00	-492,58	2,71	-492,03	-23,33
51	1362,44	4556,89	3194,46	1,76	3192,95	98,17
52	1168,46	3711,41	2542,95	1,77	2541,74	78,38
53	1131,36	3813,29	2681,93	1,76	2680,66	82,59
54	1435,47	4559,54	3124,07	2,80	3120,34	152,69
55	345,07	0,00	-345,07	2,71	-344,68	-16,29
56	1328,83	4347,84	3019,01	2,81	3015,39	147,87
57	3173,47	11001,91	7828,44	2,93	7818,20	400,34
58	134,34	0,00	-134,34	2,70	-134,19	-6,32
59	922,41	3438,18	2515,77	3,03	2512,25	133,10
60	921,23	0,00	-921,23	2,69	-920,21	-43,25
61	2423,14	7696,71	5273,57	3,19	5265,40	293,34
62	698,08	0,00	-698,08	2,69	-697,31	-32,73
63	2930,25	13867,83	10937,58	3,26	10919,92	621,21
64	619,22	0,00	-619,22	3,19	-618,26	-34,42
65	1066,19	3386,58	2320,39	3,19	2316,79	129,15
66	404,90	0,00	-404,90	2,68	-404,45	-18,96
67	731,84	0,00	-731,84	3,29	-730,64	-41,94
68	2440,35	8854,45	6414,11	3,33	6403,27	372,72
69	1186,07	4094,46	2908,39	3,33	2903,47	169,11
70	506,33	0,00	-506,33	0,23	-506,33	-2,05
71	1022,31	3631,36	2609,05	0,29	2609,02	12,98
72	193,46	0,00	-193,46	0,23	-193,46	-0,78
73	2009,49	6382,83	4373,33	0,30	4373,27	22,86
74	1927,48	6402,01	4474,53	0,43	4474,40	33,94

75	650,97	0,00	-650,97	0,35	-650,95	-3,96
76	1250,82	4451,70	3200,88	0,66	3200,67	36,98
77	1710,78	5687,52	3976,74	0,40	3976,64	27,78
78	1024,75	3479,20	2454,45	0,67	2454,28	28,66
79	2047,56	6956,41	4908,85	0,67	4908,52	57,28
80	1216,24	4263,16	3046,92	0,82	3046,61	43,42
81	886,02	3548,66	2662,64	0,44	2662,56	20,27
82	890,02	0,00	-890,02	0,67	-889,96	-10,39
83	1696,48	5821,82	4125,34	0,90	4124,83	64,76
84	897,13	0,00	-897,13	0,81	-897,04	-12,76
85	2530,59	8561,38	6030,79	0,44	6030,61	46,08
86	3340,61	11740,88	8400,27	0,97	8399,08	141,52
87	933,35	0,00	-933,35	1,00	-933,21	-16,24
88	0,00	0,00	0,00	1,05	0,00	0,00
89	402,45	0,00	-402,45	1,05	-402,38	-7,37
90	2160,07	7814,46	5654,39	1,08	5653,38	106,87
91	757,52	0,00	-757,52	1,08	-757,38	-14,27
92	21,45	4344,53	4323,08	1,10	4322,27	83,32

9.1. táblázat: Egyvonalas séma - teljesítményszámítás 70%-os PV penetráció esetén

9.2.1.2 Redukció

Csomópont: n∈S	P_n [W]	Q_n [var]	R_n [Ω]	X_n [Ω]	$M_{\Delta U,n}[V^2]$
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	49942,16	617,26	0,00	0,00	197,30
4	7397,84	54,30	0,02	0,01	155,92

5	2553,57	29,70	0,04	0,02	107,90
8	-252,20	-4,00	0,06	0,04	-15,97
9	15909,50	472,53	0,10	0,06	1602,57
11	-607,55	-16,06	0,12	0,07	-74,11
13	1474,39	44,58	0,15	0,08	214,30
16	2736,19	95,72	0,18	0,10	488,53
20	-357,16	-11,65	0,21	0,11	-72,55
27	3099,84	122,41	0,22	0,12	681,19
35	-364,59	-15,31	0,25	0,13	-87,62
45	-174,58	-7,76	0,27	0,14	-45,54
50	-2992,88	-140,89	0,29	0,16	-853,45
54	6135,72	300,56	0,31	0,17	1850,40
57	7818,20	400,34	0,33	0,18	2516,78
59	2512,25	133,10	0,35	0,19	859,89
61	6963,93	388,07	0,39	0,21	2623,73
63	10919,92	621,21	0,41	0,22	4336,87
67	-730,64	-41,94	0,43	0,23	-305,22
68	6403,27	372,72	0,46	0,25	2867,02
69	2903,47	169,11	0,46	0,25	1306,71
$\sum_{n \in S} M_{\Delta U, n}$					18354,64

9.2. táblázat: Egyvonalas séma - hálózatredukció 70%-os PV penetráció esetén

9.2.2 100%-os napelemes elterjedtség

9.2.2.1 Teljesítményszámítás

Csomópont	P_{fogy} [W]	P_{term} [W]	$P_{több}$ [W]	φ [°]	P[W]	Q[var]
-----------	----------------	----------------	----------------	---------------	------	--------

2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00
4	330,54	1049,91	719,37	0,78	719,30	9,79
5	972,42	3526,17	2553,74	1,33	2553,06	59,07
6	1334,66	4239,34	2904,68	0,79	2904,40	40,16
7	2216,52	7040,43	4823,90	0,79	4823,45	66,39
8	252,23	801,16	548,93	1,84	548,65	17,67
9	513,97	1907,31	1393,34	2,74	1391,75	66,60
10	1032,86	3280,73	2247,86	2,87	2245,03	112,72
11	607,76	1930,46	1322,70	3,08	1320,79	71,05
12	1236,04	4080,56	2844,52	3,00	2840,62	148,88
13	829,51	2859,97	2030,46	3,45	2026,78	122,10
14	636,64	2183,18	1546,55	3,12	1544,26	84,04
15	647,34	2056,16	1408,82	3,47	1406,24	85,19
16	1735,24	5563,14	3827,90	3,92	3818,92	262,00
17	592,56	1882,17	1289,61	3,30	1287,47	74,26
18	1170,99	4122,90	2951,91	3,47	2946,51	178,56
19	255,35	811,08	555,73	3,96	554,41	38,35
20	581,83	2056,16	1474,33	4,16	1470,45	106,97
21	377,61	1199,43	821,81	3,34	820,41	47,94
22	824,74	3053,81	2229,06	3,35	2225,26	130,27
23	2241,01	7805,86	5564,85	3,31	5555,58	321,18
24	519,66	1650,62	1130,96	4,01	1128,19	79,00
25	769,82	3053,81	2283,99	4,16	2277,97	165,75
26	908,56	3329,68	2421,12	4,20	2414,62	177,21
27	1338,16	4642,24	3304,08	4,32	3294,69	248,98

28	2262,85	7915,02	5652,18	3,38	5642,33	333,50
29	881,48	3004,85	2123,38	3,35	2119,74	124,21
30	235,15	746,91	511,76	3,42	510,85	30,54
31	1005,58	3194,06	2188,48	4,03	2183,07	153,75
32	422,52	1436,93	1014,41	4,02	1011,92	71,04
33	476,75	1514,33	1037,58	4,21	1034,79	76,08
34	650,25	2065,42	1415,17	4,21	1411,34	103,98
35	364,91	1159,07	794,16	4,50	791,71	62,32
36	201,82	641,06	439,24	4,32	437,99	33,11
37	409,90	1301,97	892,07	3,38	890,52	52,66
38	433,70	1568,58	1134,88	3,39	1132,90	67,05
39	418,85	1330,42	911,56	3,46	909,91	54,96
40	5,00	15,88	10,88	3,42	10,86	0,65
41	726,38	2783,89	2057,51	4,04	2052,39	145,11
42	708,36	2250,00	1541,64	4,02	1537,84	108,19
43	588,81	1870,26	1281,45	4,21	1277,99	94,10
44	1557,44	5176,12	3618,68	4,23	3608,84	266,69
45	174,75	555,06	380,31	4,68	379,04	31,00
46	0,21	0,66	0,45	3,49	0,45	0,03
47	635,41	2371,73	1736,32	3,46	1733,15	104,88
48	1112,89	3807,34	2694,44	4,05	2687,70	190,48
49	146,63	465,75	319,12	4,03	318,33	22,40
50	492,58	1564,61	1072,03	4,88	1068,14	91,19
51	1362,44	4556,89	3194,46	3,50	3188,51	194,94
52	1168,46	3711,41	2542,95	3,50	2538,20	155,39
53	1131,36	3813,29	2681,93	3,50	2676,92	163,81

54	1435,47	4559,54	3124,07	4,96	3112,35	270,36
55	345,07	1178,92	833,85	4,90	830,81	71,19
56	1328,83	4347,84	3019,01	4,97	3007,66	261,54
57	3173,47	11001,91	7828,44	5,09	7797,52	695,12
58	134,34	426,71	292,37	4,91	291,30	25,04
59	922,41	3438,18	2515,77	5,20	2505,42	227,95
60	921,23	2926,12	2004,90	4,93	1997,49	172,24
61	2423,14	7696,71	5273,57	5,36	5250,50	492,72
62	698,08	2538,44	1840,37	4,94	1833,54	158,38
63	2930,25	13867,83	10937,58	5,43	10888,51	1034,82
64	619,22	1966,85	1347,63	5,37	1341,72	126,02
65	1066,19	3386,58	2320,39	5,36	2310,23	216,87
66	404,90	1286,09	881,19	4,94	877,92	75,91
67	731,84	2762,72	2030,88	5,46	2021,65	193,35
68	2440,35	8854,45	6414,11	5,50	6384,53	615,20
69	1186,07	4094,46	2908,39	5,51	2894,97	279,04
70	506,33	1608,28	1101,95	0,37	1101,92	7,19
71	1022,31	3631,36	2609,05	0,44	2608,97	20,20
72	193,46	630,48	437,02	0,38	437,01	2,86
73	2009,49	6382,83	4373,33	0,45	4373,20	34,32
74	1927,48	6402,01	4474,53	0,64	4474,25	50,28
75	650,97	2128,93	1477,97	0,51	1477,91	13,08
76	1250,82	4451,70	3200,88	0,96	3200,44	53,49
77	1710,78	5687,52	3976,74	0,56	3976,55	38,76
78	1024,75	3479,20	2454,45	0,98	2454,09	41,87
79	2047,56	6956,41	4908,85	0,96	4908,16	82,60

80	1216,24	4263,16	3046,92	1,18	3046,28	62,55
81	886,02	3548,66	2662,64	0,59	2662,50	27,62
82	890,02	2853,35	1963,33	0,98	1963,05	33,51
83	1696,48	5821,82	4125,34	1,29	4124,30	92,52
84	897,13	3073,65	2176,53	1,18	2176,06	44,85
85	2530,59	8561,38	6030,79	0,60	6030,46	62,71
86	3340,61	11740,88	8400,27	1,38	8397,85	201,81
87	933,35	3029,33	2095,98	1,43	2095,32	52,47
88	0,00	0,00	0,00	1,51	0,00	0,00
89	402,45	1423,70	1021,25	1,51	1020,89	26,90
90	2160,07	7814,46	5654,39	1,55	5652,33	152,85
91	757,52	2406,13	1648,61	1,56	1648,00	44,79
92	21,45	4344,53	4323,08	1,57	4321,45	118,43

9.3. táblázat: Egyvonalas séma: teljesítményszámítás 100%-os PV penetráció esetén

9.2.2.2 Redukció

Csomópont: n∈S	P_n [W]	Q_n [var]	R_n [Ω]	X_n [Ω]	$M_{\Delta U,n}$ [V ²]
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	67087,93	1203,60	0,00	0,00	263,54
4	8447,15	116,34	0,02	0,01	177,31
5	2553,06	59,07	0,04	0,02	107,14
8	548,65	17,67	0,06	0,04	34,42
9	38131,81	2201,46	0,10	0,06	3779,66
11	1320,79	71,05	0,12	0,07	158,62
13	6379,53	385,85	0,15	0,08	911,44

16	15292,77	1070,33	0,18	0,10	2676,60
20	13496,00	990,78	0,21	0,11	2679,98
27	3732,68	282,08	0,22	0,12	803,89
35	791,71	62,32	0,25	0,13	186,40
45	379,04	31,00	0,27	0,14	96,83
50	6899,19	593,96	0,29	0,16	1924,70
54	6120,01	531,90	0,31	0,17	1807,33
57	7797,52	695,12	0,33	0,18	2457,81
59	2505,42	227,95	0,35	0,19	839,60
61	8902,45	835,61	0,39	0,21	3283,35
63	10888,51	1034,82	0,41	0,22	4232,99
67	2021,65	193,35	0,43	0,23	826,62
68	6384,53	615,20	0,46	0,25	2798,09
69	2894,97	279,04	0,46	0,25	1275,18
$\sum_{n \in S} M_{\Delta U, n}$					31321,50

9.4. táblázat: Egyvonalas séma – hálózatredukció 100%-os PV penetráció esetén