

Az energiaközösségekben rejlő lehetőségek a helyi megújuló villamosenergia-termelés hatékonyabb integrációjának támogatásában

Készítette:

Dr. Kaderják Péter
Dr. Szolnoki Pálma
Mészégető Anna



Tartalomjegyzék

Vezetői összefoglaló	4
Bevezetés.....	8
I. Uniós szabályozási háttér	9
II. Ösztönzési eszköztár	14
II.1. RHD kedvezmény.....	14
II.2. Kötelező átvételi tarifa/ prémium	17
II.3. Egyszerűsített csatlakozási eljárás.....	18
II.4. Egyéb	18
II.5. Beruházási támogatások	18
II.6. Összefoglaló: ösztönző eszköztár	20
III. A műszaki eredmények gazdasági értékelése	23
III.1. A modellezés rövid ismertetése	23
III.2. PV-k elhelyezése	25
III.2.1. Központi vs. elosztott	26
III.2.2. Kiosztás	26
III.3. Tárolók bevonása	28
III.3.1. Központi tároló (2.1.).....	28
III.3.2. Elosztott tároló – közösségi optimalizációval (2.2)	29
III.3.3. Elosztott tároló – egyedi optimalizáció (2.3).....	29
III.3.4. Elosztott tároló – 50% közösségi – 50% egyedi optimalizációval (2.4)	30
.....	32
III.4. Fogyasztó oldali válasz (3.)	32
III.5. Meddőenergianyelés (4.)	33
III.6. A közösségi energia tevékenységek együttes alkalmazása	35
III.6.1. DSM + elosztott tárolók (közösségi 50%+egyéni 50%) (5.1.)	35
III.6.2. DSM + központi tároló (5.2.)	35
III.7. Elektrifikációs forgatókönyv	36
IV. Költség-haszon elemzés	37
IV.1. PV integrációs hasznok.....	37

IV.2. További hálózatüzemeltetési hasznok	41
IV.2.1. Hálózati veszteség csökkentése	41
IV.2.2. Csúcsfogyasztás mérséklése.....	43
IV.3. Összefoglalás, következtetések a hálózatüzemeltetési hatások kapcsán.....	46
IV.4. További társadalmi hasznok.....	47
V. Javaslat közösségi energia projektek támogatására és szabályozási környezetének kialakítására ..	49
V.1. Támogatások	49
V.2. Termelés átvétel támogatása.....	50
V.3. Csatlakozás	50
V.4. Rugalmassági piacok kialakítása, kis méretű szereplők bevonása	51
V.5. Tarifarendszer	52

Vezetői összefoglaló

Kutatásunk célja a közösségi energia szerveződési tevékenységek¹ villamosenergia-hálózatra, különösen a naperőművek integrációjára gyakorolt előnyeinek azonosítása és számszerűsítése volt. Ezen túlmenően, egy olyan ösztönző szabályozási javaslatcsomag kidolgozására törekedtünk, amely elősegíti, hogy a közösségi energia projektek az azonosított rendszertámogató irányokba fejlesszék tevékenységüket.

A kutatás első szakaszában hálózati modellezés készült, amely során 16 különböző forgatókönyv került megvizsgálásra, eltérő energiaközösségi funkciók és alternatív hálózati megoldások szerint. A hatásokat két különböző kifizetésű hálózati modell alapján elemeztük: az egyik modell a magyarországi viszonyokat tükröző kifizetésű transzformátorkörzetet szimulálta, míg a másik a Cigré nemzetközi benchmark modellre épült, amely egy európai kifizetésű áramkör lakossági szakaszát reprezentálta.²

A modellezési eredményekből levonható következtetések:

- A közösségek önmagában azzal, hogy a termelő egységek lokációját a hálózat szempontjából optimálisan tervezik meg, növelni tudják az adott körzet PV befogadó képességét. Emellett az sem feltétlen igaz, hogy egy központi PV mindig eredményesebb, mint a decentralizált PV-k, amennyiben az utóbbiak optimálisan kerülnek elhelyezésre.
- A közösségi tárolói használatot vizsgáló esetek bemutatták, hogy a tárolók önmagukban is nagyon hasznos eszközök a PV-k integrációjában, mivel nem csak a helyben beépíthető PV kapacitás növelését segítik elő, hanem a mögöttes hálózatrész terhelését is csökkentik. Emellett az is láthatóvá vált, hogy a tárolók esetében a központi és decentralizált elrendezés között nincs különbség a hálózati hatásokat illetően, bármely formáció hasznos lehet. Ami viszont egyértelmű hatással bír, az a tárolók használatát meghatározó vezérlő elv. Ha egy központi optimalizációs logika mentén használjuk ugyanazt a mérő mögötti tárolói portfóliót, akkor az egyéni optimalizációhoz képest egyértelműen növelni lehet a PV befogadó képességet, miközben mérsékelhető a mögöttes hálózatrészek terhelése. Ez a pozitív hatás már akkor is tettenérhető, ha csak részben alkalmazzuk a központi optimalizációt az egyedi mellett.
- A DSR a tárolókhoz hasonló jótékony hatással lehet a PV-k integrációját illetően, ráadásul a DSR a tároló létesítéséhez képest sokkal olcsóbb eszköz.
- Az összevont esetek modellezéséből jól látható, hogy a közösségi energia tevékenységeket érdemes együttesen alkalmazni, az ösztönzési, és támogatási rendszereknek olyanoknak kell lenniük, amelyek többféle tevékenység végzésére is ösztönözik a közösségi energia projekteket.
- Az elektrifikációs eset rávilágított arra, hogy bár jelenleg az időjárásfüggő megújuló integrációja okozza a fő kihívást a villamosenergia-rendszerben, míg ezt akár alternatív hálózati

¹ A tanulmány I. fejezetében kifejtettek szerint a közösségi energia projektek és energiaközösségek kifejezéseket itt most egymás szinonimáiként használjuk, tudva, hogy az energiaközösségek és megújulóenergia-közösségek valójában speciális közösségi energia szerveződések a szabályozás szerint.

² A modellezést a kutatás Műszaki Jelentése mutatja be részletesen.

eszközökkel lehet mérsékelni, addig az elektrifikációval érkező fogyasztásnövekedés szinte azonnali hálózatfejlesztést igényel. Az elektrifikált esetben is hatásosan tudták a közösségi energia tevékenységek az időjárásfüggők integrációját támogatni, emellett az energiaközösségek a DSR révén a csúcspasztás mérséklésében is segíthetnek, így az elektrifikációval járó hálózati fejlesztési igényeket is mérsékelhetik, későbbre halaszthatják.

Ahhoz, hogy ezek az azonosított villamosenergia-hálózat számára előnyös közösségi energiatermelési és -felhasználási tevékenységek megvalósulhassanak, megfelelő közösségi koordinációra van szükség. Ez pedig csak akkor érhető el, ha a megtermelt vagy tárolt energia megosztásából eredő közösségi felhasználás nem jár magasabb költségekkel, mint ha mindenki a saját termelését használná fel mérő mögött. Vagyis a megosztott energiára rakódó forgalmi tételeknek alacsonynak, lehetőleg nullának kell lenniük a költségek minimalizálása érdekében.

Ezért megvizsgáltuk, hogy a közösségi energiatevékenységek által a rendszer számára nyújtott hasznok hogyan viszonyulnak a megosztott részre vonatkozó forgalmi rendszerhasználati díjtételhez. Mekkora kedvezmény lehet indokolt.

Költség-haszon elemzés:³

Kétféle PV integrációs haszonnal számoltunk. A PV kapacitás növelésével fellépő lokális feszültségproblémák mérséklése révén elérhető hasznokat az elosztók által szintén erre a célra használt alternatív hálózati eszközök, mint OLTC transzformátor és vezetékcsere alkalmazásának költségével becsültük. A mögöttes hálózatrész tehermentesítésével elérhető hasznokat pedig az új PV kapacitások által indukált hálózatfejlesztési beruházások költségével közelítettük, amelyet az első közzétételi eljárás során kiadott MGT-k közvetett csatlakozási költségeiből számítottunk. A közösségi energia tevékenységek számszerűsített PV integrációs hasznai a megosztásra nyújtott teljes forgalmidíj kedvezménynek esettől függően a 18-48% közötti részét tudják fedezni.

A PV integrációs hatás mellett a közösségi energia projekteknek még két további fontos, számszerűsíthető rendszerhaszna lehet. Az egyik a helyben termelés-fogyasztás révén elérhető hálózativeszteség-csökkentés, a másik pedig a DSM bevonásával elérhető fogyasztási csúcsterhelés mérséklése, amely révén szintén hálózatfejlesztések kerülhetnek el, mérsékelhetők, vagy későbbre halaszthatók.

Amennyiben ezeket a hasznokat is beszámítjuk, akkor a tárolói és DSM forgatókönyvek esetén már 52-85%-át tudják fedezni a közösségi energia tevékenységek révén megtakarított hálózati költségek a megosztásra vonatkozó teljes forgalmi díjkedvezménynek. Azaz a hasznok jelentősek, de a teljes forgalmidíjkedvezményt, ami ahhoz szükséges, hogy közösségi optimalizációban legyenek érdekelték a tagok, nem tudják fedezni.

³ A költség-haszon elemzés során magyarországi adatokat használtunk, így ez a rész magyar specifikus, de a következtetések általánosabb érvényűek.

Speciális tarifarendszer:

A költségek fedezése vs. ösztönzés probléma feloldásához azt javasoljuk, hogy szakítva a mára kialakult nemzetközi gyakorlattal, miszerint a meglévő rendszerhasználati forgalmi díjakhoz képest nyújtanak kedvezményt a megosztási részen, külön speciális energiamegosztást támogató energiaközösségi tarifarendszer kerüljön kialakításra. Az általunk javasolt speciális díjrendszer főbb elemei a következők:

- A megosztott részre nulla forgalmi rendszerhasználati díj annak érdekében, hogy a közösségi optimalizációt ösztönözze az egyéni helyett.
- A megosztáson kívüli vételezésre zónaidős forgalmi díjat érdemes kialakítani, hogy a csúcsidejéről való fogyasztásáttérrelést minél inkább ösztönözze.
- A tarifarendszernek fontos eleme, a fix díjelem, amely a megosztási részen kieső RHD bevételt kompenzálja úgy, hogy a mennyisége meghatározásakor figyelembevételre kerülnek a lokális közösségi energia projektek pozitív rendszerhasznai is. Így a modellezés alapján a fix díjelemen keresztül a megosztáson nyújtott kedvezmény legfeljebb 15-48%-át kell beszedni.
 - Ez a fix díjelem a megosztásban résztvevő rendszerhasználók hálózati kiterjedése szerint is differenciált, hiszen a hálózati hasznok is eltérnek, minél nagyobb a hálózati kiterjedtsége az energiamegosztásnak, annál kisebb a pozitív hatása, így annál nagyobb fix díjat kell fizetni.
- Egy NAF/KÖF körzeten túlnyúló közösségi energia projektekre vonatkozóan pedig már egyáltalán nem is javasoljuk ennek a speciális energiaközösségi tarifarendszernek az alkalmazási lehetőségét.

Ösztönző környezet:

További javaslatunk a közösségi energia projektek támogatására és szabályozási környezetére vonatkozóan a következők:

- CAPEX támogatások esetén az alábbiakat érdemes megfontolni:
 - Támogatást a lokális közösségi energia projektek számára célszerű nyújtani. És egy magas, pl. 80%-os helyben fogyasztási arány teljesítését érdemes előírni.
 - A támogatás fontos iránya kell, hogy legyen a DSR kiépítése a bevont fogyasztói kör rugalmassági képességgel bíró berendezéseire vonatkozóan.
 - A tárolók kiépítésének támogatásánál javasolt, hogy:
 - Minimum 4 órás tárolók kerüljenek előírásra, a jelenlegi 2 órás elvárás helyett.
 - Mindegy, hogy központi, vagy decentralizált kiépítés történik, ne legyen egyik se preferált a másikhoz képest.
 - A tárolóépítést egészítse ki egy a decentralizált tárolókat, vagy a központi tárolót és a termelést és fogyasztási helyeket optimalizáltan vezérlő rendszer kiépítése. Az is lehet egy külön irány, hogy a most a Napenergia Plusz programban kiépítésre kerülő decentralizált tárolók közösségi optimalizációjára szerveződő közösségek kapjanak célzott támogatást a szükséges vezérlési, informatikai infrastruktúra kiépítésére.

- Elosztói rugalmassági piacok felállítása javasolt legalább a zárolt KIF körzetekben, és ezeken belül a közösségi energia tevékenységek hatásainak pilot tesztelése. Akár célzott támogatás ezen közösségek rugalmassági képességeinek kiépítésére is indokolt lehet.
- A csatlakozási folyamat során érdemes a közösségi energia projekteknél lévő lehetőségeket kiaknázni pl. az alábbi formákban:
 - Egy új típusú rugalmas csatlakozási lehetőség, amely keretében azt vállalja a közösség, hogy a hálózatüzemeltető által megjelölt időszakokban a közösségi energia projekt körzetéből nem exportálódik villamos energia a mögöttes hálózatba
 - A közösségi naperómű és tároló csatlakozási sorban való előresorolása, amennyiben a közösség vállalja, hogy részt vesznek a DSO által szervezett elosztói rugalmassági piacon aggregáltan felajánlva a naperómű, a tároló, és a DSR révén lévő rugalmassági képességüket.

Bevezetés

A közösségi energia szerveződések számos lehetőséget kínálnak, például a zöld átállás megvalósításához szükséges, jelentős beruházási igény kielégítéséhez decentralizált, fogyasztóktól érkező tőke bevonását, a megújulóenergia-alapú erőművek társadalmi elfogadásának elősegítését, valamint a háztartások energiatudatosságának növelését. Ezen értékes szerepeken túlmenően a közösségi energiaformációk egyes tevékenységeikkel a villamosenergia-hálózat üzemeltetésére is kedvező hatással lehetnek, hozzájárulva az időjárásfüggő megújuló energiatermelés okozta rendszerszintű kihívások enyhítéséhez.

Kutatásunk ennek a lehetséges szerepnek a feltérképezésére fókuszál. Célja a megújulóenergia-termelésen alapuló közösségi energia projekteknek a villamosenergia-rendszerre gyakorolt hatásának vizsgálata. Annak azonosítása, hogy milyen mértékben tud egy közösségi energia projekt hozzájárulni az időjárásfüggő villamosenergia-termelés rendszerbeli integrációjához, milyen pozitív hatásai lehetnek ezeknek a közösségi tevékenységeknek a tagokra gyakorolt hatásokon túl a villamosenergia-rendszer számára is.

A kutatás első része és az azt összefoglaló Műszaki Jelentés a közösségi energia tevékenységek műszaki modellezését tartalmazza. A modellezés révén számszerűsíthetővé válnak a közösségek által a rendszer számára nyújtható hasznok, és ezáltal összemérhetőkké válnak a hálózatfejlesztés és rugalmassági potenciál növelés egyéb eszközeivel. Az eredmények alapján megállapítható, hogy milyen típusú közösségi energia tevékenységeket érdemes a szabályozás révén ösztönözni, valamint, hogy ezen ösztönzés milyen mértékű, formájú és milyen forrású legyen annak érdekében, hogy a költségek és hasznok szempontjából is hatékony megoldást eredményezzen.

Jelen tanulmány a műszaki modellezési eredményekre építve szabályozási javaslatokat dolgoz ki a közösségi energia tevékenységek villamosenergia-rendszerbeli támogatására. A tanulmány először bemutatja a közösségi energia projektek számára nyújtható kedvezményeket meghatározó szabályozási környezetet, majd sorra veszi támogatási típusonként a nemzetközi példákat, amelyek alapján egy támogatási eszköztár rajzolódik ki. Ezt követően a műszaki eredmények gazdasági értékelését végezzük el. Azonosítjuk az ösztönzendő közösségi energia tevékenységeket, majd ezek eredményeit összevetjük az egyéb hálózatfejlesztési alternatívákkal. Költség-haszon elemzést végzünk a közösségi energia tevékenységek által nyújtott hasznok és az ezen hasznok eléréséért nyújtandó kedvezményekre vonatkozóan. Végül a vizsgálatok alapján szabályozási javaslatot készítünk a közösségi energia projektek hálózatbarát működésére ösztönző szabályozás kialakítására.

I. Uniós szabályozási háttér

A Tiszta Energia Csomag (CEP)⁴ egyik kiemelt célja volt a fogyasztók központi szerepbe emelése, feljogosítása az energia piacokon. Bevezette a megújulóenergia-közösségek és polgári energiaközösségek fogalmát, és ezen túl további aktív fogyasztói együttműködésre épülő szerepköröket is definiált, mint az aktív felhasználók, és az együttesen eljáró termelő-fogyasztók. Számos tanulmány szól ezeknek a szerveződéseknek a kategorizálásáról, milyen tevékenységet végezhetnek, milyen jogi szervezet felállítását igénylik, miben különböznek. A közös bennük, hogy fogyasztók összeállnak, és együttesen végeznek a fogyasztásuk saját ellátásával kapcsolatban energiapiaci vagy ahhoz kapcsolódó tevékenységet.

Tanulmányunk a lehetséges számtalan ilyen közösségi energia együttműködés közül azokra fókuszál, amelyek a villamosenergia-ellátásuk köré szerveződnek, és saját villamosenergia-fogyasztásuk helyben létesített megújuló termelésből való (részbeni) ellátására törekednek.

Az ilyen villamosenergia-piaci közösségi energia szerveződések működésének alapja a megosztás, azaz a helyben termelt villamosenergia másik csatlakozási ponton lévő felhasználási hely számára való átadása. A megosztást, mint energiaközösségi tevékenységet a Tiszta Energia Csomag említi, de sem definíciót, sem a megosztásra vonatkozó részletszabályokat nem tartalmazott, így a tagállamok más-más módon kezdték implementálni a közösségi energia szerveződések és hozzájuk kapcsolódóan a megosztást is, amelyet jól illusztrál majd a következő fejezet tagállami tapasztalatokra vonatkozó összefoglalója is. Ezt az úrt kezdte el betölteni az idén június 26-án kihirdetett új árampiaci csomag, az EMD⁵, amely a CEP-beli Villamosenergia-piaci Irányelvet⁶ egy definícióval, valamint egy a villamosenergia-megosztást kibontó cikkel egészítette ki. Az EMD kimondja, hogy azon aktív felhasználók, akik maguk vagy más aktív felhasználóval közösen tulajdonolnak lízingelnek vagy bérelnek egy termelői, vagy tárolói berendezést on-site vagy off-site, a többlet megújulóenergia-termelésüket megoszthatják magukkal, egymás között, vagy más felhasználókkal, és ezáltal azok is aktív felhasználókká válnak. Ennek a szabálynak a következménye, hogy többé már nem szükséges formális energiaközösséget létrehozni ahhoz, hogy megosztást lehessen végezni a közcélú hálózaton keresztül, ez minden olyan aktív felhasználó joga lesz, amely beletartozik a jogosult felhasználói körbe. A megosztási joggal rendelkező felhasználók körét az EMD ugyanis korlátozza a háztartások, KKV-k és közintézményi felhasználók körére, ugyanakkor megadja azt a lehetőséget, hogy a tagállam más végfogyasztói körre is kiterjessze a megosztás lehetőségét.⁷ Ami a

⁴ A Tiszta Energia Csomag ("Clean Energy Package") az Európai Unió átfogó jogszabálycsomagja, amely számos rendeletet és irányelvet foglal magába, többek között a villamosenergia-piacra vonatkozó 2019/943 Rendeletet és a 2019/944 Irányelvet (IEMD), valamint a 2018/2001 megújuló energia irányelvet (RED II)

⁵ EMD (Electricity Market Design): Az EMD két joganyagból áll, a CEP Rendeletet és Irányelvet módosító 2024/1747 rendeleti és 2024/1711 irányelvi részekből.

⁶ Az Európai Parlament és a Tanács 2019/944 Irányelve (2019.június 5.) a villamos energia belső piacára vonatkozó közös szabályokról és a 2012/27/EU irányelv módosításáról

⁷ Azzal a kikötéssel, hogy amennyiben ez az egyéb felhasználó nagyobb, mint kkv, akkor az energiamegosztási tevékenységhez kapcsolódó termelési berendezés kapacitása maximum 6 MW lehet, és az energiamegosztás egy helyi vagy földrajzilag korlátozott területen belül történik, amelyet a tagállam határoz meg.

megosztás földrajzi limitációját illeti, az EMD szerint a megosztást egy ajánlati zónán belül lehet végezni, de a Tagállam meghatározhat ennél limitáltabb földrajzi területet is.

A tanulmányunkban vizsgált közösségi energia szerveződés összhangban az EMD-vel aktív felhasználók, azon belül háztartások és kkv-k együttműködésére épül, tagjai hálózattopológiailag lehatároltan (kisfeszültségű körzeten belül) helyezkednek el, és a közcélú hálózaton keresztül osztják meg egymással a helyben termelt (bizonyos esetekben tárolt) többlet megújuló villamosenergiát. A kategóriák közül a települési megújulóenergia-közösség az, amit vizsgálunk, az energiaközösség szó hétköznapi értelmében. Ugyanakkor azt, hogy a szerveződés milyen jogi formában, keretek között működik, azaz kielégíti-e például a RED II szerinti megújulóenergia-közösség definícióját, azzal nem foglalkozunk, és az EMD új szabályai fényében, ez a formai keret már nem is szükséges. Így a továbbiakban a közösségi energia szerveződés és energiaközösség kifejezéseket szinonimaként fogjuk használni.

Elemzésünk arra fókuszál, hogy mely közösségi energia tevékenységek milyen pozitív hatással lehetnek a villamosenergia-rendszer számára, és hogyan lehet az energiaközösségeket arra ösztönözni, hogy olyan tevékenységeket végezzenek, amelyek a rendszer számára jelentősebb pozitív hatásokat eredményeznek. A modellezett közösségi energia tevékenységek döntő része a tagok közötti energiamegosztás révén valósul meg, így az energiamegosztásra vonatkozó jogszabályi kikötések meghatározóak a közösségi energia tevékenységek eredményességére.

Ami az ösztönzőket illeti, az energiamegosztásra ösztönzés egyik eleme lehet, hogy amennyiben megosztás során kap a fogyasztó termelést a közösségtől, kedvezőbb termékdíjat érhet el, mintha a kereskedőjétől vásárolna. Ugyanakkor ezt az előnyt a termékáron egy közösség úgy is realizálhatja, ha a termelő egység termelését a piacon értékesíti, és az így befolyó bevétel költségek levonása utáni részét szétosztják. Ez a pusztán termelői energiaközösségi tevékenység jóval egyszerűbb, mint a villamosenergia-rendszerbeli megosztás, nem igényel folyamatos koordinációt, menetrendezést, mérést, nyomonkövetést, és akár vezérlést a közösség termelői és fogyasztási pontjaira vonatkozóan. Ezért a közösségek akkor fognak megosztást végezni, ha a megosztott részen a termékdíjon túl, a rendszerhasználati és egyéb díjtételekre vonatkozóan is kedvezményeket tudnak realizálni.

A rendszerhasználati díjkezdményekkel kapcsolatban az uniós szabályozás lefekteti az általános tarifaelveket, mint költségalapúság, transzparencia, és megkülönböztetés-mentesség, továbbá fontos még, hogy kimondja, a díjak nem lehetnek távolságfüggők, tükrözniük kell a költségeket és figyelembe kell venniük az elosztóhálózat rendszerhasználók – köztük az aktív felhasználók – általi igénybevételét.⁸

Emellett a Tiszta Energia Csomag megújulóenergia-közösség és polgári energia közösségre vonatkozó részei a megosztásra vonatkozó díj meghatározására is tartalmaznak kitételeket. A Villamos Energia Piaci Irányelv szerint⁹:

⁸ Az Európai Parlament és a Tanács 2019/943 Rendelete (2019. június 5.) a villamos energia belső piacáról 18. cikk

⁹ Az Európai Parlament és a Tanács 2019/944 Irányelve (2019. június 5.) a villamos energia belső piacára vonatkozó közös szabályokról és a 2012/27/EU irányelv módosításáról 16. cikk

16. cikk (1) e) „a helyi energiaközösségek esetében megkülönböztetésmentes, méltányos, arányos és átlátható eljárásokat és díjakat – beleértve a nyilvántartásba vételt és az engedélyezést is –, valamint az (EU) 2019/943 rendelet 18. cikkével összhangban olyan költségeket alkalmazzanak, amelyek átláthatóak, megkülönböztetésmentesek és tükrözik a hálózati díjakat, biztosítva azt, hogy megfelelő és kiegyensúlyozott módon vegyék ki a részüket a rendszer általános költségmegosztásából.”

Továbbá a (3) e) albekezdés lefekteti, hogy a tagállamok biztosítják, hogy a „helyi energiaközösségen belül jogosultak legyenek lebonyolítani a közösség tulajdonában álló termelési egységek által termelt villamos energia megosztását, tiszteletben tartva az e cikkben meghatározott egyéb követelményeket és fenntartva a közösség tagjait végfelhasználóként megillető jogokat, illetve a rájuk végfelhasználóként háruló kötelezettségeket. Az első albekezdés e) pontjának alkalmazásában a **villamos energia megosztása nem érintheti az alkalmazandó hálózati díjakat, tarifákat és illetékeket, összhangban az elosztott energiaforrásoknak az illetékes nemzeti hatóság által kidolgozott átlátható költség-haszon elemzésével.**”

A RED II-ben¹⁰ a megújulóenergia-közösségekre hasonló kitételek kerültek lefektetésre:

22. cikk (4) „A tagállamok támogató keretet hoznak létre a megújulóenergia-közösségek fejlesztésének előmozdítására és megkönnyítésére. Ennek a keretnek biztosítania kell többek között azt, hogy:” ... „d) „a megújulóenergia-közösségekre – többek között a bejegyzési és engedélyezési eljárás tekintetében – tisztességes, arányos és átlátható eljárások, továbbá a **költségeknek megfelelő hálózati díjszabás** és releváns költségek, illetékek és adók vonatkoznak, biztosítva, hogy ezek a közösségek megfelelő, méltányos és kiegyensúlyozott módon vegyék ki a részüket a rendszer általános költségeinek megosztásából, **összhangban az elosztott energiaforrásokra vonatkozóan az illetékes nemzeti hatóságok által kidolgozott átlátható költség-haszon elemzéssel;**”

Az uniós szabályozás tehát kifejezetten kitért a megosztás során alkalmazandó hálózati díjakra, és kimondta, hogy a megosztás ténye nem mentesít a hálózati és egyéb díjak megfizetése alól, amelyeket az általános díjmeghatározási szabályok szerint kell kivetni.

Az általános szabályok előírják egyfelől azt, hogy a díjaknak tükrözniük kell a költségeket, és figyelembe kell venniük az aktív felhasználók hálózati igénybevételét. Ezek a kritériumok alapot nyújthatnak arra, hogy amennyiben a közösségen belül az energiamegosztás lokális, azaz jóval kisebb mértékben veszi igénybe a hálózati infrastruktúrát, mivel nem szükséges végigszállítani az összes feszültségszinten az áramot, hogy eljusson a termeléstől a fogyasztási pontig, akkor a megosztott rész elfogyasztására alacsonyabb rendszerhasználati díjat lehessen alkalmazni.

Ugyanakkor a másik általános kritérium szerint a hálózati díjak nem lehetnek távolságfüggőek, amelyet akár lehet úgy is érteni, hogy a díjrendszer nem differenciálhat aszerint, hogy a termelés és fogyasztás egymáshoz közel van-e vagy sem. A Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási

¹⁰ Az Európai Parlament és a Tanács 2018/2001 Irányelve a megújuló energiaforrásokból előállított energia használatának előmozdításáról

Hivatal (MEKH), amely felel a rendszerhasználati díjak meghatározásáért is, erre a kritériumra hivatkozva szokta azt a véleményét megfogalmazni, hogy a megosztás során nem járhat azért rendszerhasználati díjkezdvezmény, mert a megosztás egy hálózati szinten nem lép túl, pl. egy KIF körzeten belül marad. Ugyanakkor, mint a következő fejezet mutatja, számos tagország ezt a távolságfüggőségi tiltást nem így értelmezi, hiszen alkalmaznak az energiamegosztásra annak hálózati kiterjedtsége alapján rendszerhasználatidíj-kedvezményeket. Javasoljuk, hogy ezt a távolságfüggőségi tiltást itthon is szűkebben értelmezzük, azaz, például, hogy nem lehet a rendszerhasználati díj km alapú.

Az EMD a megosztásra vonatkozó rendszerhasználati díjak alkalmazásával kapcsolatban is további támpontot nyújtott:¹¹

„A tagállamok biztosítják, hogy az energiamegosztásban részt vevő aktív felhasználók:

a) jogosultak legyenek a hálózatba betáplált megosztott villamos energia mennyiségét levonni a teljes mért fogyasztásukból egy, a kiegyenlítőenergia-elszámolási időszaknál nem hosszabb időintervallumon belül, valamint az alkalmazandó megkülönböztetésmentes adók, illetékek és a költségeket tükröző hálózati díjak sérelme nélkül;

Tehát a megosztás elszámolása a hazai kiegyenlítőenergia-elszámolási időintervallummal összhangban 15 perces kell, hogy legyen, vizsgálatunk ezért 15 perces időintervallumokra bontja a mintanapok modellezését. Továbbá azt mondja az új uniós szabályozás, hogy az alkalmazandó megkülönböztetésmentes adók, illetékek és a költségeket tükröző hálózati díjak sérelme nélkül kell a megosztási elszámolást elvégezni. Ennek a kitételnek az értelmezéséhez fontos látni, hogy az EMD kiinduló változatában¹², amely 2023. március 14-én jelent meg, még ez a rész úgy szólt, hogy „az alkalmazandó adók, illetékek és hálózati díjak sérelme nélkül”. Azaz a végső, elfogadott változatba bekerült „megkülönböztetésmentes” jelző az adókra és illetékekre, valamint a „költségeket tükröző” jelző a hálózati díjakra fontos jelentéssel bír. A rendszerhasználati díj tekintetében ezt úgy lehet értelmezni, hogy amennyiben a megosztás során az aktív felhasználó rendszerhasználatának más lesz a költsége hálózati szempontból, akkor azt a rendszerhasználati díjban érvényesíteni lehet, ha alacsonyabb lesz, kedvezményt lehet a megosztott részre adni.

Azaz a legújabb uniós szabályozás teret ad annak, hogy a megosztásra vonatkozó rendszerhasználati díjak eltérhessenek az egyébként alkalmazott díjaktól, amennyiben az eltérés költségalapon történik. Ehhez a költségalapúsághoz szükség van annak meghatározására, hogy vajon milyen mértékben terheli a hálózatot egy decentralizált megújulóenergia-termelésen és megosztáson alapuló közösségi energia szerveződés. Az uniós szabályozás még a Tiszta Energia Csomag fent idézett jogszabályrészeiben előírja, hogy a megosztás során fizetett hálózati díjaknak összhangban kell lenniük „az elosztott energiaforrásoknak az illetékes nemzeti hatóság által kidolgozott átlátható költség-haszon elemzésével.” Azaz, a nemzeti szabályozó hatóságnak,

¹¹ Az EMD-t alkotó 2024/1711 Irányelv kiegészíti az IEMD-t egy 15.a. cikkel, az idézett jogszabály a 15.a. cikk (4) bekezdésének a pontja.

¹² EMD 2023. március 14.-ei javaslat: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/HU/TXT/HTML/?uri=CELEX:52023PC0148>



a MEKH-nek el kell készítenie egy a decentralizált termelésre vonatkozó költség-haszon elemzést, amely megalapozhat bármilyen jellegű kedvezményt a megosztásra vonatkozóan.

A hatóság eddig nem végzett ilyen jellegű elemzést. Tanulmányunk részben ezt a hiányosságot kívánja orvosolni, és a műszaki modellezési eredményekre, valamint az ezek alapján elvégzett költség-haszon elemzésre támaszkodva javaslatot teszünk egy rendszerhasználati díjrendszerre. Emellett nem csupán a rendszerhasználati díjakra koncentrálnak, hanem a közösségi energia tevékenységeket érintő tágabb szabályozási és ösztönzési keretrendszerre vonatkozóan is ajánlásokat fogalmazunk meg.

II. Ösztönzési eszköztár

Az alábbiakban a nemzetközi gyakorlat alapján sorra vesszük, hogy milyen ösztönző mechanizmusokat lehet alkalmazni a közösségi energia működés támogatására. A kiemelkedő fontosságú rendszerhasználati díjkedvezményeken túl bemutatjuk azt is, hogy milyen más eszközökben érdemes még gondolkodni, és az eszközök alkalmazása esetén milyen megfontolásokat érdemes figyelembe venni.

II.1. RHD kedvezmény

Nemzetközi szinten legtöbb esetben a rendszerhasználati díj (RHD) csökkentésével kívánják ösztönözni az energiamegosztás és a helyben fogyasztás mértékének növelését az energiaközösségek tagjai között. Az RHD kedvezményre való jogosultság több ország esetében a földrajzi kiterjedésre, illetve a termelői berendezés kapacitására vonatkozó korlátozásokhoz kötött.

Ausztriában kedvezményes RHD-t alkalmaznak a megújulóenergia-közösségen belüli, 15 perces időintervallumban történő energiamegosztásra vonatkozóan. A megújulóenergia-közösségek fogyasztóinak vagy a kiefeszültségű hálózathoz kell csatlakozniuk (lokális szint), vagy a középvezetési szinten kell lenniük (regionális szint). A villamosenergia megosztása termelői vagy tároló berendezésekből a fogyasztási pontokhoz nem engedett NAF/KÖF transzformátorállomásnál magasabb szinten.

A hálózati díj változó, energiafogyasztástól függő része annak megfelelően csökken, hogy az energiamegosztási tevékenység a hálózatnak mely részeire terjed ki:

- Ha például csak lokális szinten működik az energiamegosztás, akkor 57%-os csökkentést alkalmaznak az RHD változó részére
- amennyiben a megújulóenergia közösség nem csak lokális, hanem regionális szintre is kiterjed, akkor kisebb, 28%-os a kedvezmény mértéke a lokális szintre, és 64% a regionális szintre vonatkozóan

A polgári energia közösségek szemben a megújulóenergia-közösségekkel nem részesülnek specifikus RHD kedvezményben, mivel ennek a szerveződésnek az esetében a szabályozás nem írja elő követelményként, hogy a termelőegységnek és a közösség tagjainak közel kell elhelyezkednie egymáshoz, tehát ebben az esetben lehetséges, hogy a közösség tagjai több elosztói, vagy átviteli hálózati elemet vesznek igénybe.

Belgium brüsszeli régiójában a szabályozás előírja, hogy olyan tarifát kell bevezetni, amely ösztönzi a megújulóenergia forrásból származó villamosenergia megosztását, de mindeközben figyelembe kell venni a tevékenység során igénybe vett elosztóhálózat szerkezetét is. A Sibelga DSO 2022-ben vezetett be egy olyan tarifarendszert, amely ösztönzőket alkalmaz a 15 perces időszakon belül megosztott villamosenergiára vonatkozóan. A kedvezmény mértéke attól függ, hogy a megosztásban résztvevő tagok hol helyezkednek el egymáshoz képest, vagyis a hálózatnak mely szakaszát/szakaszait veszik igénybe. A közösség minden tagjára ugyanaz a díj/kedvezmény érvényes, tehát ha egyetlen tag is a hálózat egy nagyobb feszültségű szakaszán helyezkedik el, kisebb mértékű kedvezményre jogosult a teljes közösség. Az RHD kedvezmény logikája az, hogy a megosztás során nem érintett hálózati szakaszok díjait nem kell megfizetni. Ennek megfelelően a Sibelga négy különböző esetet határoz meg:

- ha a közösség minden tagja egy épületben van (ekkor a leginkább kedvező a hálózati tarifa)
- ha a közösség minden tagja ugyanazon trafóközvet alá tartozik, közép- vagy kiefeszültségi szinten
- ha a közösség tagjai egy átviteli táppont mögött helyezkednek el
- illetve, ha a közösség tagjai az átviteli táppont után helyezkednek el, ekkor egyáltalán nem jár tarifa kedvezmény

Olaszországban szintén specifikus RHD alkalmazásával ösztönzik az energiaközösségek megosztási tevékenységét. A szabályozó hatóság, az ARERA határozza meg, hogy a hálózati tarifának mely elemei azok, amely alól mentesülnek a közösség tagjai. A polgári, illetve a megújulóenergia-közösségek kizárólag az ugyanazon transzformátorállomás mögött megtermelt és ott helyben elfogyasztott energia mennyisége után jogosultak az átviteli díj kWh alapú visszaigénylésére, ha a közösség egyetlen társasház szintjére korlátozódik, akkor pedig a közép- és nagyfeszültségű hálózati veszteség díjélemét is visszaigényelhetik. A brüsszeli rendszerhez hasonlóan az RHD kedvezmény arra a logikára épül, hogy a megosztás során nem érintett hálózati szintek díjait engedik el. A megosztás elszámolása 1 óras időintervallumban történik. A közösség tagjai között megosztott energiára nem vonatkoznak adófizetési kötelezettségek sem. A termelőberendezés méretére vonatkozóan korábban 200 kW korlátozás volt érvényben, amelyet 2021-ben 1 MW-ra emeltek. A szabályozás kimondja, hogy bármely fogyasztó tagja lehet egy megújulóenergia közösségnek, többek között védendő, illetve alacsony jövedelmű háztartások is.

Németországban az egy társasházon belüli energiamegosztás esetében a tevékenységben résztvevő fogyasztók mentesülnek bizonyos díjélemek, elsősorban adók alól.

Spanyolországban számos intézkedés ösztönzi a megújuló energiaforrásból származó energia helyben való fogyasztását, többek között specifikus tarifarendszer is (amely nem kizárólag a megújulóenergia-közösségekre vonatkozik, de rájuk is érvényes): a megújulóenergia forrásból, hulladékból vagy kogenerációból származó villamosenergia után, amennyiben helyben kerül elfogyasztásra nem vetnek ki sem adókat, sem átviteli vagy elosztóhálózati díjakat. A megosztás elszámolása 1 óras időintervallumban történik. Korábban 500 m-es területi korlátozás volt érvényben, de a negatív visszajelzések nyomán ezt 2022-ben 2 km-re bővítették. Az önálló tartományokban, mint Valenciában, Andalúziában vagy Extremadúrában szintén alkalmaznak – az energiaközösségeket támogató egyéb intézkedések mellett – specifikus RHD-t az energiamegosztás ösztönzésére.

Portugáliában is alkalmaznak RHD csökkentést, a hálózati díjnak azon elemei, amelyek az energiapolitika, a fenntarthatóság és az általános gazdasági érdekek költségeihez kapcsolódnak, éves szinten kormányrendelet révén részben vagy egészben levonhatóak, a megújulóenergia-közösségek, illetve a termelő-fogyasztók önfogyasztására fordított, illetve az általuk a hálózatba betáplált villamosenergia mennyisége után. Amennyiben a kormány nem ad ki erre vonatkozó rendeletet, akkor a szabályozó hatóság feladata meghatározni, mekkora része vonható le ezeknek a hálózati díjélemeknek. Az intézkedés 2020-as bevezetése óta az együttesen eljáró termelő-fogyasztók, illetve a megújulóenergia-közösségek esetében a 15 perces időintervallumon belül megosztott részre ezen költségek alól teljes mentességet alkalmaztak. Az egyedi termelő-fogyasztók a fenti díjélemekre vonatkozóan 50%-os kedvezményben részesültek. Különböző feszültségszinteken eltérő területi korlátozás került meghatározásra a megújulóenergia közösségek, illetve a közösségi önfogyasztás

tekintetében: kiefeszültségi szinten legfeljebb 2 km, közepfeszültségen 4 km, nagyfeszültségű hálózaton 10 km, a legnagyobb feszültségi szinten pedig 20 km-es korlátozás van érvényben. Eseti alapon a Nemzeti Engedélyezési Hatóság nagyobb területi kiterjedést is engedélyezhet.

Görögországban a közösségi önfogyasztást nettó szaldó rendszer révén ösztönzik, havi elszámolással, és havonta módosítható arányszámokkal. A területi korlátozásra vonatkozó rendelkezések itt a leginkább megengedőek: korábban kizárólag azt írta elő a szabályozás, hogy ha a kiefeszültségi hálózaton csatlakozik a termelői berendezés, akkor a fogyasztási pontoknak is ott kell lennie, ha közepfeszültségen van a termelő, akkor csak KÖF szinten csatlakozó fogyasztók vehetnek részt. 2023 óta a nagyfeszültségi szinten csatlakozó fogyasztók is részt vehetnek, függetlenül attól, hol helyezkedik el a termelői berendezés. A résztvevői kör tekintetében a szabályozás kimondja, hogy kizárólag nonprofit szervezetek lehetnek részesei a közösségi önfogyasztásnak. A termelői berendezések összkapacitására korábban 1 MW felső korlátozás volt érvényben, amelyet 3 MW-ra emeltek.

Dániában az energiamegosztásnak két formáját különböztetik meg: egyfelől a mérő mögötti megosztást, amely kizárólag egy épület szintjére korlátozódhat, illetve azt az energiamegosztást, amely a közcélú hálózatot is igénybe veszi. Utóbbi esetben eddig nem volt érvényben hálózathasználati díjkezdvezmény, de egy újonnan bevezetett szabályozás lehetővé teszi a lokális szintű, specifikus RHD rendszerek implementálását az energiamegosztásra vonatkozóan.

Szlovéniában a társasházi megosztás nettó elszámolással támogatott, ennek feltétele, hogy a termelői berendezés kapacitása ne haladja meg az aggregált fogyasztási terhelés 80%-át. A megújulóenergia-közösségek által helyben termelt villamosenergia helyben való elfogyasztása esetében is alkalmazható nettó szaldó elszámolás, amennyiben a résztvevők ugyanazon kiefeszültségi transzformátor-állomás mögött helyezkednek el.

Franciaországban a közösségi önfogyasztásnak három esetét különböztethetjük meg: a társasházi eset, a standard kiterjesztett és a térségi kiterjesztett modell. A standard kiterjesztett modell esetében a kiefeszültségi hálózaton belül, max 3 MW termelési kapacitás és legfeljebb 2 km távolság a fő kritériumok. Eseti jelleggel, a minisztérium jóváhagyása mellett az energiamegosztási tevékenység legfeljebb 20 km-es körzetre terjeszthető ki, kizárólag olyan projektek esetében, amelyek elszigetelt, alacsony népsűrűséggel jellemezhető területen valósulnak meg. Külön jogi személyt kell létrehozni a közösségi önfogyasztás megszervezésére, ami lehet egy REC, de lehet más is. A DSO ezzel a jogi személlyel köt szerződést az önfogyasztás allokálásához szükséges arányszámokra. Az arányszámok lehetnek dinamikusán változóak, a tagok fogyasztásához igazodva, vagy fixek.

A közösségi önfogyasztásra vonatkozóan a szabályozó hatóság kidolgozott egy specifikus tarifa rendszert. Az önfogyasztásban résztvevő tagok választhatnak a specifikus, illetve az általános tarifa megfizetése között. Az előbbi csak abban az esetben lesz kedvező, ha az önfogyasztás aránya kellően magas, mivel a specifikus tarifa olyan módon kerül kialakításra, hogy a közösségen belüli helyben fogyasztásra vonatkozóan alacsonyabb, mint az alapesetben, de az ezen felüli vételezésre és betáplálásra vonatkozóan viszont magasabb díjat szab meg.

II.2. Kötelező átvételi tarifa/ prémium

Több országban a megújuló/polgári energiaközösség által megtermelt, de helyben el nem fogyasztott villamosenergia után fizetett kötelező átvételi tarifa vagy piaci prémium révén ösztönzik a közösségek létrejöttét és tevékenységét. Ennek megfelelően a közösségi energia projektek, mentesülnek a megújuló támogatási rendszereken belül a tendereztetési folyamat alól. Ez az intézkedés ugyan támogatja az energiaközösségek létrejöttét, illetve azok széleskörű elterjedését, de magát a helyben fogyasztást, a hálózat szempontjából kedvező működést nem ösztönzi. Ezért néhány országban egy felső korlátot szabnak meg, amely felett a betáplált villamosenergia után már nem jár betáplálási prémium a közösség számára. Ezzel igyekeznek ösztönözni a helyben fogyasztás mértékének növelését.

Ausztriában a megújulóenergia-közösségek által termelt, de el nem fogyasztott villamosenergia legfeljebb 50%-a után piaci prémiumban részesül a közösség.

Olaszországban az energiaközösségek által termelt többletet, vagyis a hálózatba betáplált villamosenergiát a GSE¹³ vásárolja meg. A PV rendszerek esetében, ha a helyben elfogyasztott mennyiség eléri a termelés 70%-át, akkor a fennmaradó villamosenergia mennyiségét a közösség szabadon értékesítheti a piacon. Ha azonban a helyben fogyasztás nem éri el a 70%-ot, akkor annak értékesítési ára egy 0,08 EUR/kWh-ás árplafon vonatkozik, ezzel is ösztönözve az energiaközösségek helyben fogyasztásának növelését.

Németországban a közösségi energiaprojektek mentességet élveznek a tendereztetés alól (a szárazföldi szélerőművi projektek egészen 18 MW beépített kapacitásig, a PV projektek pedig legfeljebb 6 MW-ig) abban az esetben, ha az elmúlt három évben a közösség nem létesített adott technológiájú, és adott kapacitási kategóriában termelői berendezést. Azon közösségi energiaprojektek esetében, ahol a termelői berendezés kapacitása 100 kW alatti, a többlet betáplált villamosenergiára külön betáplálási tarifa vonatkozik, az 1 MW alatti termelői berendezésekre pedig egy garantált piaci prémium.

Írországban szintén kötelező átvételi prémium támogatja az energiaközösségek működését: azon projektek, amelyek termelői berendezése 6 és 50 kW közötti kapacitással bírnak, a hálózatba betáplált villamosenergia után úgynevezett Clean Export Premiumban részesülhetnek 15 éven át. A prémiumot a közösség az energiakereskedőtől kapja meg, ennek értéke 2022-ben 0,135 EUR/kWh volt. Az önfogyasztás ösztönzése érdekében ennek a prémiumnak az alkalmazására felső korlát vonatkozott, amelyet a közösség által termelt villamosenergia 80%-ában állapítottak meg. Az új megújuló támogatási rendszer, a RESS3 keretében azonban ezt a felső korlátot eltörölték, és a közösség bármekkora betáplált villamosenergia mennyiség után részesülhet prémiumból. 2021 óta a közösségi energia projekteknek egy külön kategóriát hoztak létre a megújulóenergia támogatási rendszeren belül. Ehhez az is követelmény, hogy a közösség által elért minden nyereséget, osztalékot vissza kell forgatni a közösség működésébe.

¹³ A [GSE](#) többek között a megújuló villamosenergia termelői berendezések támogatásáért felel.

Franciaországban a megújulóenergia közösségek ugyan nem mentesülnek a tendereztetés alól, de a pályázat kiválasztási kritériumai között szerepel olyan szempont is, amely azt veszi figyelembe, hogy az adott projektben a helyi lakosok, illetve a helyi hatóság a tőke mekkora részarányát tulajdonlják.

II.3. Egyszerűsített csatlakozási eljárás

Írországban 2021-ben létrehozta egy úgynevezett Community Preference Category-t, amelybe kizárólag olyan projektek kerülhetnek be, amelyek esetében a termelői berendezés 0,5-5 MW közötti kapacitással bír, illetve amelyet 100%-ban megújulóenergia-közösség tulajdonol, és irányít. Azon projektek, amelyek beleesnek ebbe a kategóriába, egyszerűsített csatlakozási eljárásra jogosultak, vagyis kevesebb adminisztratív terhet kell viselniük, illetve nem szükséges pénzügyi biztosítékot fizetniük a csatlakozás igényléséhez.

Spanyolországban a megújuló forrásból származó energia helyben fogyasztását célzó projektekre - köztük az energiaközösségi szerveződésekre is - külön csatlakozási eljárás vonatkozik. A városi területeken elhelyezkedő projektek esetében legfeljebb 15 kW kapacitásig a projektek mentesülnek a csatlakozási engedély megszerzésének kötelezettsége alól.

II.4. Egyéb

Olaszországban egy specifikus prémium vonatkozik az energiaközösségek, illetve a közösségi energiamegosztásban résztvevők valós idejű, helyben fogyasztásának ösztönzésére. A prémium megszerzésére akkor jogosult egy projekt, ha a termelői berendezés legfeljebb 1 MW beépített kapacitással rendelkezik, illetve, ha ugyanazon a középfeszültségű alállomás alatt történik a villamosenergia termelése és elfogyasztása. A GSE által 20 éven át fizetett prémium összege 110 EUR/MWh, függetlenül a termelési technológiától, de a projekt földrajzi elhelyezkedésétől függően egy további „besugárzási kompenzáció” kapható: az ország északi területein ez további 10 EUR/MWh-t, a középső területeken pedig 4 EUR/MWh összeget jelent. Ez a 110 EUR/MWh összegű prémium nagyjából azzal egyenlő, mintha az energiaközösség tagjai minden hálózathasználati díjfizetési kötelezettség alól mentesülnének.

Energiamegosztásra vonatkozó prémiumot **Németországban** is alkalmaznak, amennyiben egyetlen társasházra terjed ki a tevékenység: a közösségi termelői berendezés tulajdonosa 23,7-37,9 EUR/MWh prémiumban részesül a helyben elfogyasztott villamosenergia után (a prémium összege a PV kapacitásának függvénye).

II.5. Beruházási támogatások

Magyarországhoz hasonlóan számos uniós tagországban pályázhatnak a megújulóenergia közösségek beruházási támogatásra.

Ausztriában a kormány beruházási támogatás révén is ösztönzi az energiaközösségek létrejöttét. Az akár 1 millió EUR összegig terjedő támogatást a megújulóenergia-közösségek megújuló

villamosenergia, illetve gáz termelői berendezések létesítésére vehetik igénybe. A támogatásra a polgári energia közösségek is jogosultak, amelyet PV, szélturbina, tároló, víz- illetve biomassza erőmű létesítésére, bővítésére vagy korszerűsítésére vehetnek igénybe. A PV-k, szélerőművek, illetve a tárolók beépített kapacitása legfeljebb 1 MW lehet.

Belgium Brüsszeli régiójában több hitelprogramot hoztak létre az energiaközösségek létesítésének támogatására, melyek elsősorban a naperőművek létesítésére vehetőek igénybe. Külön hitelprogram került kiírásra a társasházi napelemes projektekre 2023-ban, emellett a kis- és középvállalkozásoknak, és a szociális lakáscégek számára, kimondottan naperőművek létesítésére.

Dániában 2022 óta a Dán Energiaügynökség támogatja a helyi közösségeket a megújulóenergia-projektek megvalósításában. A támogatást igénybe lehet venni többek között termelői, tárolói, rugalmassági, illetve energiahatékonysági projektek megvalósítására, illetve az ehhez kapcsolódó ismeretek terjesztését szolgáló projektekre. A program célja emellett, hogy olyan projekteket támogasson, melyek azt hívatottak bemutatni, hogy az energiaközösségek hogyan tudnak hozzájárulni a hálózat tehermentesítéséhez, illetve ezen felül milyen további éghajlati, környezeti és társadalmi hasznokat eredményezhetnek.

Németországban 2022-ben létrehoztak egy támogatási rendszert a 'citizen energy company-k' ösztönzésére. A támogatás legfeljebb 25 MW-os szárazföldi szélerőművek létesítésének előkészítésére vehető igénybe (pl megvalósíthatósági tanulmányok elkészítése), legfeljebb a költségek 70%-ig, illetve projektenként legfeljebb 200 000 EUR összegig. Ha a projekt sikeresen megvalósul, akkor vissza kell fizetni a támogatást. Németországban több bank, illetve finanszírozási intézmény nyújt alacsony kamatozású hiteleket a közösségi megújulóenergia projektek létesítésére (többek között a Kreditanstalt für Wiederaufbau [KfW], vagy a Mezőgazdasági és Vidékfejlesztési Ügynökség). Emellett több szövetségi tartomány, köztük Schleswig-Holstein és Tübingia kormánya állami tulajdonú támogatási bankok, vagy kimondottan erre a célra létrehozott közösségi energiaalapok révén nyújt induló finanszírozást a közösségi energia projekteknek, ami által jelentősen csökkenthetőek a projektek kockázatai.

A **portugál** kormány 2022-ben hirdetett meg egy támogatási rendszert, melynek célja a megújulóenergia-közösségek, illetve a közösségi önfogyasztás ösztönzése. A támogatás igénybe vehető többek között megújuló energia termelő berendezések létesítésére (akár tárolóval), megvalósíthatósági tanulmányok elkészítésére vagy tanácsadásra, valamint szoftverek, intelligens platformok létrehozására. A támogatás intenzitása attól függ, milyen épületre veszik azt igénybe (lakossági épületek 70%, kereskedelmi 50%, középületekre 100%). Egy közösségi kezdeményezés legfeljebb 500 000 EUR támogatást kaphat, míg egy termelői berendezésre legfeljebb 200 000 EUR támogatás adható. A pályázatok értékelésének kritériumai között szerepel a közösség tagjainak száma, a beruházás és az elért energiamegtakarítás aránya (EUR/toe), az önellátás aránya (helyi fogyasztás mekkora részét fedezi helyi termelésből), illetve az energiamegosztás volumene.

Spanyolország Nemzeti Helyreállítási és Rezilienciaépítési terve összesen 100 millió EUR összeget különít el a közösségi energia projektek támogatására. Ennek egy része ('CE-Planifica') a megújulóenergia közösségek létrejöttének kezdeti fázisában (megvalósíthatósági tanulmányok, jogi, illetve műszaki szolgáltatások költségére) vehető igénybe. A támogatás egy másik pillére ('CE-Implementa') olyan közösségi projekteknek szól, amelyek tevékenysége a megújulóenergiához,

hőenergiához, energiahatékonysághoz vagy e-mobilitáshoz kapcsolódik. A támogatás a projekt költségeinek akár 60%-ig igényelhető. A támogatott közösségek kiválasztásakor többek között olyan szempontokat vesznek figyelembe, mint az innováció, a társadalmi részvétel, a projekt által elért társadalmi hasznok, vagy az energiaszegénység elleni küzdelem.

Olaszországban a Nemzeti Helyreállítási és Rezilienciaépítési terv rendelkezéseinek megfelelően a megújulóenergia-közösségeket kamatmentes állami kölcsönök révén is támogatják, amely a költségek akár 100%-át is fedezheti. Ezen felül egy 2,2 milliárd euró keretű program a legfeljebb 5 000 fős lélekszámú települések által létrehozott energiaközösségek, illetve közösségi önfogyasztási projektek finanszírozására jött létre. Az egyes régiók önállóan létrehozhatnak támogatási rendszereket az energiaközösségek ösztönzésére. Szicíliában és Campaniában például a megvalósíthatósági tanulmányok, illetve a jogi tanácsadás költségeire nyújtanak támogatást.

II.6. Összefoglaló: ösztönző eszköztár

A nemzetközi példákban jól látható, hogy sokféle módon lehet, és szokták is támogatni a közösségi energia projektek létrejöttét és működését. Számos tagország nyújt eleve külön támogatást is a közösségi energia szerveződések számára, akár beruházási támogatás, akár kamattámogatás formájában. A támogatás sokszor kiterjed a termelői egységen túl tároló létesítésére is, illetve a közösségi projekt kialakítását támogató megvalósíthatósági tanulmányokra, jogi tanácsadásra, és a szervezést és működtetést támogató szoftverekre, platformokra.

A közvetlen pénzügyi támogatásokon túl a villamosenergia-rendszeren belüli működés során is rendelkezésre állnak olyan eszközök, amelyekkel a közösségi energia projektek támogathatók, és a rendszer számára hasznos működés irányába ösztönözhetőek.

Rendszerhasználati díjkezdmények

Sok ország alkalmaz a helyben megosztott részre rendszerhasználati díjkezdményt. Sőt egyes országok, mint Görögország és Szlovénia a nagyon kedvező havi nettó szaldó rendszert is kiterjesztette a közösségi energia projektekre a HMKE-ken túl. De a kedvezményt nyújtó országok döntő részében az EMD-vel is összhangban, a kiegyenlítőenergia-elszámolási perióduson belül megtermelt és megosztás révén a közösségben elfogyasztott energiamennyiségre vonatkozik az RHD kedvezmény (ez bizonyos országokban 15 perces (Portugália, Belgium Brüsszeli régió), más országokban egyelőre még 1 óras időintervallumot jelent (Spanyolország, Olaszország)).

A kedvezmény logikája mindenhol hasonló: a megosztással megvalósuló közösségi önfogyasztás minél kisebb kiterjedtségű a hálózaton, annál kisebb díjat kell fizetni. A rendszerhasználati tarifa általános alkalmazása minden tagállamban kaszkád rendszer szerint történik, azaz a kisebb feszültség szinteken lévő rendszerhasználók megfizetik a nagyobb feszültség szintek hálózathasználati költségét is.¹⁴ Ennek az az oka, hogy a hagyományos villamosenergia-ellátás során a nagyobb feszültség szinten csatlakozó termelést a hálózatüzemeltetők végigszállítják a kisebb feszültség szinteken lévő fogyasztókig, így a

¹⁴ Lásd: ACER (2023): Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe

kisfeszültségű hálózaton elhelyezkedő fogyasztó ellátásához a nagyobb feszültségű hálózati infrastruktúráját is igénybe kell venni. Ennek megfelelően a költségeket tükröző tarifarendszerben a rendszerhasználók a saját feszültségintjük hálózatának kiépítését és működtetését fedező hálózati díjelemeiken túl a nagyobb feszültségű hálózati részek díjait is meg kell, hogy fizessék.

A megosztás során alkalmazott díjkezdvények valójában ezt a kaskád rendszert gondolják újra. Az elosztott termelés és az ebből a megosztás révén helyben történő ellátás, a kaskád rendszer logikája alapján a helyben történő megosztás kiterjedtsége szerinti rendszerhasználati költségviselést indukál, csak most az eddigiekkel ellentétes irányban (fordított költség-kaskád). A megosztásra díjkezdvényt alkalmazó országok példája pontosan ezt mutatta: a kisebb feszültségű hálózatokon történő közösségi önfogyasztásra nagyobb kedvezmény van minden esetben érvényben, mint a nagyobb feszültségű hálózatokra is kiterjedő megosztás esetén. A kedvezmények pedig általában úgy is kerülnek megfogalmazásra, hogy a nem használt nagyobb feszültségű hálózatok rendszerhasználati díjelemeit engedik el.

Az ACER legfrissebb tarifariportja is megemlíti ezt a gyakorlatot, és megállapítja, hogy tekintve, hogy egyes rendszerhasználóknak, mint az energiaközösségeknek csak kis mértékben van szükségük más hálózati szintek használatára, a (hagyományos) kaskád rendszer alóli kivételezés indokolt lehet.¹⁵

Azaz mind a gyakorlat, mind az ACER megállapításai alátámasztják azt, hogy nem ellentétes az uniós joggal a megosztásra kiterjedtségi alapon RHD kedvezményt nyújtani, a távolságfüggőségi tiltást nem ilyen értelemben kell értelmezni.

Ami a kiterjedtséget illeti, egyes országok a hálózati topológiához kötik a kiterjedtségi határokat (pl: Ausztria, Olaszország, Belgium (brüsszeli régió), más országok, mint Spanyolország, Franciaország, km alapon határozzák meg, és vannak olyanok, mint például Portugália, amely a kettőt ötvözi.

Fontos emellett, hogy annak érdekében, hogy a közösségek a fogyasztásuk ellátására létesítsenek decentralizált termelést, egyes országok a megosztási lehetőséget és az arra járó kedvezményt a termelő egység méretéhez is kötik, akár relatív módon, a bevont fogyasztáshoz viszonyítva (Szlovénia), akár egy konkrét teljesítményhatárt meghúzva (pl. Olaszország, Franciaország, Görögország).

Végül míg a legtöbb országban a közösségi energia projektekben résztvevőkre a hagyományos tarifarendszer vonatkozik, és egyszerűen abból kapnak kedvezményt a megosztási részre, addig egy tagállamban, Franciaországban arra is van példa, hogy külön tarifarendszert alakítottak ki a közösségi energia projektek számára, amely a magas helyben megosztási arányra ösztönöz, amennyiben ugyanis ez az arány alacsony, a tagok az általános rendszerhasználati díjhoz képest rosszabbul is járhatnak.

Egyéb forgalmi alapú díjtételek

A nemzetközi példákból az is látható, hogy a vételezésre rakódó rendszerhasználati díjon túli tételekből, mint például adókból, zöld támogatási rendszereket finanszírozó pénzeszközökből, stb. is

¹⁵ Lásd: ACER (2023): Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe

nyújtanak egyes országokban kedvezményt a megosztott részre (például Németország, Spanyolország). Ezek a tételek mind tartalmukat, mind méretüket tekintve országonként eltérnek. Elengedésüknek, mérséklésüknek mérlegelése már nem a rendszerhasználat költségeket tükröző voltához kötődik, hanem közpolitikai megfontolásokhoz, a megújulóenergia-közösségek közösségi önfogyasztása által eredményezhető pozitív társadalmi hasznokhoz.

Termelési támogatások

Több országban a közösségek által létesített erőműveket kedvezőbb elbírálásban részesítik a megújulótermelési rendszerekben belül, például mentesülhetnek a tenderben való részvétel alól, vagy előnyt élvezhetnek az értékeléskor. Ezt főként azzal az indokkal teszik, hogy így a piaci alapon létesített erőművekhez képest közvetlenül a fogyasztókhöz kerül a termelési profit, amit visszafordítanak a közösség javára. Emellett kirajzolódik egy olyan tendencia is, hogy a kisebb erőművek esetében a közösségek által megtermelt, de helyben el nem fogyasztott részre külön támogatott átvételt nyújtanak, ugyanakkor ezt több helyen korlátozzák, akár úgy, hogy ha nem ér el a helyben fogyasztás mértéke egy magas arányt, akkor az értékesített termelésre árplafont szabnak, akár úgy, hogy csak egy része után jár prémium. Ezekkel a megoldásokkal úgy nyújtanak termelési támogatást, hogy közben részben az önfogyasztásra is ösztönöznek.

Emellett vannak olyan országok, amelyek kifejezetten a közösség által helyben elfogyasztott termelés után fizetnek még prémiumot (Németország, Olaszország).

Előnyök a csatlakozási eljárás során

Végül egyelőre kevés példa van arra, hogy a csatlakozási eljárás során előnyben részesítsék a közösségi energia projekteket (Írország, Spanyolország) ezeken a helyeken egyszerűsített csatlakozási eljárásra jogosultak. Ugyanakkor véleményünk szerint ahogy a csatlakozás egyre neuralgikusabb pontjává válik a rendszernek, a közösségi energia projektek pozitív hálózati hatásait már a csatlakozáskor is érdemes lesz elismerni, és az itt nyújtott ösztönzők révén be is biztosítani a közösségek hálózattámogató működését. Erre vonatkozóan az 5.3. fejezetben javaslatot is teszünk.

III. A műszaki eredmények gazdasági értékelése

A fenti összefoglaló bemutatta, hogy jelenleg milyen ösztönzési rendszerek vannak érvényben a nemzetközi gyakorlatban a közösségi energia projektek számára. Az alkalmazott kedvezmények általában feltételezik, hogy ezek a projektek a villamosenergia-rendszer számára is hasznosak, ugyanakkor ennek számszaki igazolását az ösztönzők bevezetésekor csak kevés tagország végezte el, és azok az elemzések sem hálózati modellezésen alapultak.¹⁶

A projektünk keretében készített műszaki modellezés a lehetséges pozitív hatások azonosítását és számszerűsítését célozta. A modellezés részletes leírását a Műszaki Jelentés tartalmazza. A gazdasági értékeléshez az alábbiakban először összefoglaljuk és interpretáljuk a hálózati modellezési eredményeket.

III.1. A modellezés rövid ismertetése

A modellezés hálózati szimulációra épül, amely egy Python programnyelven írt háromfázisú load-flow számításra alapszik. A műszaki modellezés 16 különböző scenárió (eltérő energiaközösségi funkciók, azok kombinációi, illetve alternatív hálózati megoldások, lásd 1. táblázat) hálózati hatását vizsgálta, két különböző kiefeszültségű hálózati scenárió esetében. Az egyik hálózati modell a magyarországi viszonyokat reprezentáló úgynevezett 'R' hálózat, amely egy tehetős városi agglomeráció hálózatának egy teljes transzformátorkörzetét, vagyis 4 áramkörét modellezi. A másik hálózati modell a Cigré nemzetközi benchmark modellen alapul, amely egy európai kiefeszültségű áramkör lakossági részét foglalja magába.

Az első futtatás, az alapeset azt vizsgálta, mekkora PV teljesítmény engedhető fel az egyes modellezett körzetekre és ez milyen terhelést jelent a mögöttes hálózat számára, ha a körzetben nem valósul meg semmilyen energiaközösségi tevékenység. A maximális PV befogadóképesség az elosztói szabályzatban foglalt zárolási feltételek szerint került meghatározásra. A továbbiakban az egyes energiaközösségi scenáriókat három fő mutató mentén értékeljük. Az első mutató azt méri, hogy a tevékenység révén mennyivel növelhető az adott körzet PV kapacitás befogadóképessége. A másik két indikátor a körzeten túli mögöttes hálózati részre gyakorolt hatást számszerűsíti egyrészt a transzformátorállomáson (mindkét irányban) éves szinten áthaladó teljesítmény, másrészt a helyi termelés helyben történő elfogyasztásának arányának mérésével. Ez a két mutató különböző aspektusokból arról nyújt képet, hogy mennyire történik a körzetben önellátás, helyben fogyasztás. Amennyiben ezek értéke javul a közösségi tevékenység hatására, az azt jelenti, hogy a többi hálózatrész jobban tehermentesítődik, ha romlik, akkor viszont a mögöttes hálózatrész terhelése fokozódik, amely azt jelzi, hogy a körzeten belüli PV integrációnak vannak túlnyúló negatív hatásai.

Emellett két alternatív hálózati megoldás (OLTC transzformátor alkalmazása, és vezetékcsere) vizsgálatára is sor került, abból a szempontból, képesek-e ugyanazt a PV befogadóképességet elérni, illetve hasonló mértékben csökkenteni a mögöttes hálózat terhelését, mint amely az energiaközösségi scenáriók eredményeiből adódik.

¹⁶ Lásd a Brüsszeli régió költség-haszon elemzését, amelyet a IV.2.2. pontban bemutatunk.

1. táblázat: A vizsgált scenáriók leírása

sorszám	név	leírás
1.	Alapeset	Jelenlegi EV, HP HWP penetráció mellett mekkora elosztott PV teljesítmény engedhető fel a vizsgált körzetekre energiaközösségi funkciók nélkül
1.1	Központi PV	Az alapesetből adódó PV teljesítmény 30%-ának (Cigrén 10%) megfelelő elosztott napelem mellett mekkora központi PV engedhető fel a hálózatra, ha az a transzformátor közelében kerül létesítésre
1.2	Koncentrikus PV	Mekkora PV kapacitás engedhető a hálózatra, ha minden PV elosztott, de a trafótól kiindulva koncentrikusan, azonos méretezéssel (10 kW) kerülnek elhelyezésre
2.1	Központi tároló	Az alapesetből adódó PV teljesítmény 30%-nak (Cigrén 10%) megfelelő elosztott napelem mellett mekkora további elosztott PV teljesítmény engedhető a hálózatra, ha a körzetben központi tároló működik, a közösségi optimalizációval.
2.2	Elosztott tároló közösségi optimalizációval	Az alapesetből adódó PV teljesítmény 30%-nak (Cigrén 10%) megfelelő elosztott napelem mellett mekkora további elosztott PV teljesítmény engedhető a hálózatra, ha a körzetben elosztott tárolók működnek, közösségi optimalizációval.
2.3	Elosztott tároló egyéni optimalizációval	Az alapesetből adódó PV teljesítmény 30%-nak (Cigrén 10%) megfelelő elosztott napelem mellett mekkora további elosztott PV teljesítmény engedhető a hálózatra, ha a körzetben elosztott tárolók működnek, mérő mögötti fogyasztás optimalizálásával
2.4	Elosztott tároló, félig közösségi, félig egyéni optimalizációval	Az alapesetből adódó PV teljesítmény 30%-nak (Cigrén 10%) megfelelő elosztott napelem mellett mekkora további elosztott PV teljesítmény engedhető a hálózatra, ha a körzetben elosztott tárolók működnek, félig egyedi, félig közösségi optimalizációval.
3.	DSR	Az alapesethez képest mennyivel növelhető a PV penetráció, ha a hálózaton lévő rugalmas fogyasztási berendezések (bojlerek, EV töltők, HP-k) fogyasztásának egy részét a naperőművi termelés időszakára ütemezik át?
4.	DSR + meddőenergia szabályozás	Az alapesethez képest mennyivel növelhető a PV penetráció, ha a hálózaton lévő rugalmas fogyasztási berendezések (bojlerek, EV töltők, HP-k) fogyasztásának egy részét a naperőművi termelés időszakára ütemezik át, és emellett a PV-k inverterei meddőenergia nyelés tevékenységet végeznek?
5.1	DSR + elosztott tároló közösségi (vagy félig egyéni) optimalizációval	Először a rugalmas fogyasztás egy részének a napos termelési időszakra való átütemezése történik meg, majd bevezetésre kerülnek az elosztott tárolók, közösségi vagy félig közösségi, félig egyedi optimalizációval. Mekkora elosztott PV teljesítmény engedhető így a vizsgált körzetekre?
5.2	DSR + központi tároló	A fenti, 5.1. esethez képest ez a scenárió abban tér el, hogy központi tároló kerül bevezetésre, amely közösségi optimalizációval működik.
6.	Elektrifikációs alap	Mekkora PV teljesítmény engedhető a hálózatra, ha egy új nagyfogyasztó, illetve a háztartások 10%-ánál további EV töltők, illetve hőszivattyúk kerülnek a vizsgált hálózati körzetre? (csak az R hálózaton került futtatásra)

6.1	Elektrifikáció + központi tároló	Mekkora PV teljesítmény engedhető a hálózatra, ha a fenti elektrifikációs forgatókönyv mellett egy közösségi optimalizációval működő, központi tároló kerül a vizsgált hálózati körzetre? (csak az R hálózaton került futtatásra)
6.2	Elektrifikáció + DSR	Mekkora PV teljesítmény engedhető a hálózatra, ha az elektrifikációs forgatókönyv mellett a rugalmas fogyasztások egy részét a PV termelési időszakokra helyezük át DSR révén? (csak az R hálózaton került futtatásra)
7.	OLTC	Elérhető-e az energiaközösségi funkciók mellett telepíthető PV teljesítmény, ha a vizsgált körzet KÖF/KIF transzformátora helyett OLTC kerül telepítésre?
8.	Vezetékcseré	Elérhető-e az energiaközösségi funkciók mellett telepíthető PV teljesítmény, ha a vizsgált körzetben nagyobb keresztmetszetű vezetékek (Cigrén szabadvezeték helyett kábelek) kerülnek létesítésre?

Az alábbi táblázat ismerteti, hogy az egyes energiaközösségi funkciók, illetve alternatív hálózati megoldások hogyan hatnak a vizsgált körzetek PV befogadó képességére, illetve a mögöttes hálózat terhelésére:

2. táblázat: Futtatások eredményei az 'R', illetve a nemzetközi Cigré benchmark hálózati modellek esetében

szcenárió	R hálózat						Cigré benchmark hálózat					
	PV befogadóképesség			Tr. Max terhelés	Tr. Self-consump	Self Producti	PV befogadóképesség			Tr. Max terhelés	Tr. Self-consump	Self Producti
	kW	Növekmény	%				kW	Növekmény	%			
Alapeset	535		70%	100	905 MWh	49%	348		24%	86%	1374 MWh	91%
Központi PV	583	9%	76,50%	113%	5%	45%	645	85%	44%	88%	9%	63%
Koncentrikus PV	720	35%	94%	143%	18%	39%	630	81%	43%	88%	8%	66%
Központi tároló	596	11%	78%	87%	-20%	62%	537	54%	37%	88%	-11%	88%
Elosztott tároló közösségi optimalizációval	596	11%	78%	87%	-21%	62%	536	54%	37%	88%	-11%	88%
Elosztott tároló egyéni optimalizációval	580	8%	76%	90%	-9%	56%	435	25%	30%	86%	-9%	94%
Elosztott tároló, félig közösségi, félig egyéni optimalizációval	580	8%	76%	107%	-32%	70%	463	33%	32%	88%	-10%	93%
DSM	580	8%	76%	93%	-12%	57%	348	0%	24%	88%	0%	92%
DSM + meddőenergia szabályozás	664	24%	87%	110%	-5%	52%	652	87%	45%	85%	7%	68%
DSM + elosztott tároló közösségi (vagy félig egyéni) optimalizációval	596	11%	78%	90%	-38%	73%	464	33%	32%	86%	-11%	93%
DSM + központi tároló	617	15%	81%	72%	-30%	68%	536	54%	37%	86%	-11%	88%
Elektrifikációs alap	535	0%	70%	98%	33%	52%	-	-	-	-	-	-
Elektrifikáció + központi tároló	603	13%	79%	85%	5%	69%	-	-	-	-	-	-
Elektrifikáció + DSM	535	0%	70%	4%	4%	74%	-	-	-	-	-	-
OLTC	596	11%	78%	126%	6%	46%	464	33%	32	88%	1%	80%
Vezetékcseré	596	11%	78%	114%	6%	45%	-	-	-	-	-	-

Az alábbiakban bemutatjuk és értelmezzük ezeket az eredményeket, majd következtetéseket vonunk le arra vonatkozóan, hogy milyen eszközökkel ösztönözhetjük hatékonyan a közösségeket ilyen tevékenységek végzésére.

III.2. PV-k elhelyezése

A scenáriók során a PV kiosztásra vonatkozó esetek annak elemzését célozzák, hogy vajon azzal, hogy közösségek kerül megtervezésre, hogy hova telepítenek napelemet, és milyen felbontásban legyen

központi erőmű és decentralizáltan kiserőművek a háztetőkön, mennyire lehet javítani a hálózat befogadó képességén és az egyéb rendszerparamétereken az alap esethez képest. Az alap esetben a napelemek elhelyezését a fogyasztás határozta meg, azaz ahol nagyobb éves fogyasztás volt, oda került PV. Ez részben összhangban van a gyakorlattal, hiszen ott éri meg napelemet felszerelni, ahol van jelentősebb áramfogyasztás, ugyanakkor döntően a fogyasztók jövedelmi helyzete határozza meg, hogy mely nagyobb fogyasztású házra kerül napelem, ez utóbbit a modellezés során viszont nem tudtuk figyelembe venni.

III.2.1. Központi vs. elosztott

Az első ilyen scenárió (1.1) az elosztott vs. központi napelem esetét vizsgálja. Az alap esetben minden PV elosztottan van elhelyezve a fogyasztási mérettel összhangban. A vizsgált scenárió esetén az alap eset PV kapacitásának R hálózat esetén 30%-a, a CIGRÉ hálózat esetén 10%-a kerül elosztottan elhelyezésre, a maradék pedig központilag, méghozzá a hálózati feszültség szempontjából ideálisan a transzformátor közelébe telepítve.

Ekkor az R hálózati eredmények azt mutatják, hogy:

- A PV befogadóképesség nő 9%-kal (535 kW -> 583 kW és a PV penetráció 70% -> 76,5%)
- Viszont a hálózat további részeinek a terhelése romlik, a többlet PV termelés jó része már nem helyben lesz elfogyasztva, ahogy azt a két alábbi mutató értéke mutatja:
 - a transzformátoron átmenő forgalom nő 5%-kal
 - a saját termelés exportálása is nő 4 százalékponttal

A CIGRÉ hálózat eredményei hasonló tendenciát mutatnak, de a pozitív hatás itt jóval erősebb:

- A befogadó kapacitás 85%-kal növelhető az alaphelyzethez képest.
- A transzformátoron átmenő forgalom 9%-kal, a termelés exportja pedig 28 százalékponttal bővül.

Azaz a PV befogadó kapacitás központi erőmű alkalmazásával, és annak helyszínének megválasztásával akár számottevően is növelhető lokálisan, viszont az így elhelyezhető többlettermelés megterheli a hálózat többi részét, így amennyiben a hálózat nagyobb feszültségszintjei már közel telítettek, önmagában ez az energiaközösségi tevékenység csak rész megoldást nyújt a PV-k integrációjára.

III.2.2. Kiosztás

A következő eset (1.2) a decentralizált PV-k elhelyezésének hatását vizsgálja. Azt mutatja meg, hogy azáltal, hogy tudatosan kerül megválasztásra a decentralizált egységek lokációja egy KIF körzetben, mennyit lehet javítani a hálózati hatásokon, ahhoz képest, mintha csak a fogyasztástól függő kiépítés történe. A scenárió azt vizsgálja, hogy mi történne, ha minden termelői kapacitás elosztottan, de a hálózat szempontjából legideálisabban, a transzformátor körül koncentrikusan kerülne elhelyezésre a háztetőkre 10 kW-os azonos méretezéssel.

Ekkor az R hálózati eredmények azt mutatják, hogy:

- A PV befogadóképesség rendkívüli, minden egyéb scenárióhoz képest nagyobb mértékben, 35%-kal nő (535 kW -> 720 kW és a PV penetráció 70% -> 94%)
- Viszont a hálózat további részeinek a terhelése természetesen romlik, a többlet PV termelés jó része már nem helyben lesz elfogyasztva, ezt mutatja a két alábbi mutató értéke:
 - a transzformátoron átmenő forgalom 18%-kal nő
 - a saját termelés exportálása is nő 10 százalékponttal

A CIGRÉ hálózat eredményei hasonló tendenciát mutatnak:

- A PV befogadóképesség itt is jelentősen nő, 81%-kal, ugyanakkor a központi PV scenárióhoz képest, ahol 85%-v volt a PV befogadó kapacitás növekmény, kis mértékben kisebb a koncentrikus tervezés hatása.
- A transzformátoron átmenő forgalom 8%-kal, a termelés exportja 25 százalékponttal bővül.

Konklúzió az elhelyezésre vonatkozóan:

Jól láthatóan az elhelyezés és koncentráció jelentős hatással lehet a KIF körzet PV kapacitás befogadó képességére. Sőt a koncentrikus eset megmutatta, hogy ez a beavatkozás tud legnagyobb hatással lenni (az R hálózat esetén), és az sem feltétlen igaz, hogy egy központi PV mindig eredményesebb, mint a decentralizált PV-k, amennyiben az utóbbiak optimálisan vannak elhelyezve. Ugyanakkor bár az elhelyezés javítani tud a helyi feszültségviszonyokon és ezáltal több lokális termelői kapacitás építhető ki, ezt a termelést nem tudja teljesen helyben kompenzálni már a fogyasztás, így a hálózat többi részét terheli a megemelt termelési szint. Ezért önmagában akkor értékes ez az energiaközösségi tevékenység a rendszer számára, ha a nagyobb feszültségszinteken a beáramló termelés nem okoz problémát, nincs közel a telítettséghez. Egyéb esetben az elrendezés mellett további eszközök bevonása szükséges, amelyek a helyi termelés helyi fogyasztással való koordinálását eredményezik, lásd később.

Következtetések az optimális elhelyezés ösztönzésére vonatkozóan:

- Annak érdekében, hogy a közösség abban legyen érdekelt, hogy a PV befogadóképességre optimalizáljon az óra mögötti egyedi ellátás helyett a termelőegységek elhelyezése során, arra van szükség, hogy a termelés energiamegosztás révén történő közösségi elfogyasztásának ne legyen többletköltsége, vagy ne legyen magas többletköltsége, ahhoz képest, mintha a saját termelését fogyasztja el mindenki óra mögött: azaz a termékre ráakadó forgalmi tételeknek alacsonynak, közel nullának kell lenniük a megosztás során.
- Ugyanakkor mivel az elhelyezés optimalizálása bár helyben növeli a PV befogadó képességet, viszont a mögöttes hálózat terhelését tovább növeli, ezért érdemes a megosztás RHD kedvezményét a helyi termelés méretére vonatkozó korlátozáshoz kötni: pl: a kedvezményt csak akkora PV beépített kapacitásig kapja meg energiamegosztásra a lokális energiaközösség, amekkora az energiaközösségi tagok csúcspoyasztási terhelése. Ez a korlátozás akkor javasolt, ha nincs a közösségnek tárolója, vagy számottevő DSM tevékenysége, csak a PV termelés optimális elhelyezését, majd megosztását végzi.

III.3. Tárolók bevonása

Négyféle tárolói eset került megvizsgálásra. Az egyik esetben központi tárolót alkalmaz az energiaközösség, és a használatát arra optimalizálja, hogy a közösség által megtermelt, de el nem fogyasztott villamos energiát eltárolja, majd csúcsidőben visszaadja azt a közösség fogyasztásának fedezésére. Emellett három elosztott tárolói eset is definiálásra került. Az egyik esetben nincs közösségi koordináció, mindenkinek a mérő mögötti (BTM) tárolója a saját helyi fogyasztásának és termelésének az összehangolását végzi. A másik elosztott esetben teljes energiaközösségi koordináció van, azaz a tagok mérő mögötti tárolói nem a tag saját fogyasztására és termelésére, hanem hasonlóan a központi tárolói esethez a közösség fogyasztásának és termelésének az összehangolására optimalizálnak. Végül a harmadik elosztott tárolói esetben a BTM tárolók felét az egyedi optimalizációra, felét a központi optimalizációra használják.

Ami a méretezést illeti, a tárolók teljesítménye az év során modellezett negyedórák közül a legnagyobb transzformátorforgalom terheléshez lett igazítva. Eleinte két és négy órás tárolók használata került modellezésre, viszont mivel a kétórás tárolók hatása a négyórás tárolókéhoz képest csekélyebb volt, ezért a modellezés során a négyórás tárolókra került a hangsúly. A vizsgálat egyik eredménye, hogy közösségi energia projektek esetén a jelenleg elterjedt kétórás méretezés helyett a négyórás méretezés a javasolt. Ez a méret tudja sokkal inkább biztosítani, hogy a napsütéses órákban el nem fogyasztott termelés helyben kerülhessen letárolásra és később felhasználásra.

Az alábbiakban a négy eset eredményeit és az azokból levonható szabályozási következtetéseket tárgyaljuk.

III.3.1. Központi tároló (2.1.)

R hálózati eredmények:

A központi tároló az alap esethez képest 11%-kal (535 kW-ról 596 kW-ra) tudta növelni a PV befogadó kapacitást, azaz nagyobb mértékben, mint a központi PV alkalmazása, ugyanakkor kisebb mértékben, mint a koncentrikus decentralizált PV elrendezés alkalmazása. Ugyanakkor a befogadóképességet úgy tudta növelni, hogy még az így kialakult többletermelés mellett is 20%-kal csökkent a transzformátoron átmenő forgalom és a helyben elfogyasztott termelés aránya 13 százalékponttal nőtt (49-ről 62%-ra).

Továbbá összehasonlítva ezeket a központi tároló eredményeket a DSO-k által hasonló PV befogadóképesség elérésére alkalmazott alternatív eszközök, mint az OLTC transzformátor vagy a vezetékcsere eredményeivel, azt látjuk, hogy a központi tároló a lokális megoldáson túl a mögöttes hálózatot jobban tehermentesíti, hiszen

- az OLTC alkalmazása (7.) esetén az alapesethez képest 6%-kal nő a transzformátorforgalom, és 3 százalékponttal csökken a helyi termelés helyben elfogyasztása
- a vezetékcsere (8.) esetében pedig szintén 6%-kal nő a transzformátorforgalom, és 4 százalékponttal csökken a helyi termelés helyben elfogyasztása

Cigré hálózati eredmények:

- A központi tároló ebben az esetben is nagymértékben megnöveli a PV befogadó kapacitást, 54%-kal, ugyanakkor ez a hatás a PV-k elrendezésének optimalizálásához képest kisebb mértékű, de természetesen a hatás mértéke függ a tároló méretétől is.
- A mögöttes hálózatrész terhelése itt is jórészt pozitív irányban változik: az alap esethez képest jelentősen megnövekedett termelés ellenére 11%-kal csökken a transzformátoron átmenő forgalom, miközben a termelés helyben elfogyasztott része mindössze 3 százalékponttal csökken.

Azaz egyértelmű a tárolók pozitív PV integrációs hatása, és az is látható, hogy jóval hatékonyabb eszközök, mint az OLTC vagy a vezetékcsere, amelyek csak lokális megoldást nyújtanak, de a többlettermelésnek a hálózat nagyobb feszültségszintjeire való exportálását nem tudják megakadályozni.

III.3.2. Elosztott tároló – közösségi optimalizációval (2.2)

Amennyiben az energiaközösség nem telepít egy közös központi tárolót, hanem a tagokhoz telepítenek mérő mögötti tárolókat, vagy a már meglévő BtM tárolókat vonják be az energiaközösségbe, és ezeket a tárolókat úgy vezélik, hogy az közösségi szinten optimális legyen a helyi termelés és fogyasztás koordinációjában, akkor szinte megegyező eredményt kapunk, mint a központi tároló esete volt, gyakorlatilag csak a hálózati veszteségek miatti különbségek okoznak minimális eltérést.

Az R hálózati eredmények:

- Ugyanúgy 11%-kal nő a PV befogadó kapacitás, mint a központi tároló esetben.
- A transzformátoron átmenő forgalom a központi tárolói esethez képest 1%-kal még alacsonyabb is, a helyben elfogyasztott termelés aránya pedig megegyezik a központi tárolói esettel.

Eredmények a Cigré hálózaton:

- A PV befogadó kapacitás 1 kW-al (1%-on belüli) kevesebb, mint a központi tárolói esetben, de ez is még ugyanakkora, 54%-os bővítést jelent.
- A transzformátoron áthaladó forgalom és a saját termelés elfogyasztása pedig ugyanúgy változik, mint a központi tároló esetében.

Azaz ez az eredmény megmutatta, hogy tárolótelepítés esetében az egy nagy központi és a sok mérő mögötti tároló hatása között nincs valós különbség amennyiben a vezérlés elve azonos, azaz a közösségi energiaegyensúlyra optimalizál.

III.3.3. Elosztott tároló – egyedi optimalizáció (2.3)

Ebben a scenárióban az elosztott tárolókra nem vonatkozik az energiaközösségi koordináció, hanem csak a mérő mögötti fogyasztás és termelés között optimalizálnak, azaz nincsenek valójában bevonva az energiaközösségbe.

Ekkor az R hálózati eredmények azt mutatják, hogy:

- A közösségi optimalizációhoz képest kisebb mértékben nő a PV befogadó kapacitás (8% vs. 11%).
- Hasonlóan a mögöttes hálózati hatások is mérsékeltebbek, a transzformátoron átmenő forgalom 9%-kal csökken az alapesethez képest (vö. 20-21%) és a helyi termelés helyben elfogyasztása 7 százalékponttal nő, míg a közösségi optimalizáció esetén 13 százalékpont volt a javulás mértéke.

Hasonlóak az eredmények a Cigré hálózat esetén is:

- A PV befogadó kapacitás ebben az esetben kevesebb, mint fele annyival nő, mint a központi optimalizáció esetében.
- A transzformátoron átmenő forgalom csökken 9%-kal, amely csökkenés kis mértékben elmarad a központi optimalizáció 11%-os értékéhez képest. A megtermelt energia helyben elfogyasztása 3 százalékponttal nő az alapesethez képest, amely számszakilag jobb eredmény a központi optimalizáció 3 százalékpontos csökkenéséhez képest, ugyanakkor ebben az esetben kevesebb, mint fele annyival nő a termelés, mint a központi optimalizáció esetében, így ezt a kisebb termelési mennyiséget jobban tudták helyben tartani a tárolók. Arányaiban valójában ez a 3 százalékpontos csökkenés is egy rosszabb érték, mint a központi optimalizáció eredménye.

Összefoglalva a két elosztott eset eredményeinek összevetése nagyon jól rámutat arra, hogy önmagában a közösségi koordinációnak mekkora többlet pozitív hatása van a hálózatra. Azaz, ha az energiaközösség nem épít új kapacitásokat, hanem csak a meglévő BtM tárolókat kezdi közösségi optimalizáció mellett működtetni, már olyan plusz hasznot eredményez a mögöttes hálózat számára, amit OLTC és vezetékcserre nem tud produkálni. Így minden olyan eszköz, ami a BtM tárolók közösségi optimalizációját ösztönzi az egyedihez képest értéket teremt a hálózaton.

III.3.4. Elosztott tároló – 50% közösségi – 50% egyedi optimalizációval (2.4)

Végül az elosztott tárolók köztes esetét vizsgáljuk. Amikor a BtM tárolók kapacitásának fele központi vezérléssel működik, míg másik fele egyedi optimalizációval.

Ekkor az eredmények R hálózat esetén:

- A PV befogadó kapacitás ugyanakkora mértékben nőtt, mint az egyedi optimalizáció esetében (8%), azaz a félig alkalmazott központi optimalizáció hatása nem volt erős.
- Ugyanakkor mind az egyedi optimalizáció, mind a központi optimalizációhoz képest jobbak a mögöttes hálózat terhelési mutatói: a transzformátorállomáson áthaladó forgalom csökkenése és a helyi termelés helyben elfogyasztásának aránya az összes eset közül itt a legnagyobb mértékű. Azaz a közösségi optimalizáció félig bevonása abban segített, hogy a megnövelt PV termelést jobban sikerült így helyben elfogyasztani, és ezáltal a mögöttes hálózat terhelését csökkenteni.

Eredmények Cigré hálózat esetén:

- A PV befogadó képesség az egyedi és a közösségi optimalizáció eset növekményei közötti mennyiséggel nőtt (33% vs. 25%-54%), azaz a félig bevont közösségi optimalizáció a PV befogadóképességre is hatással volt ezen hálózati modell esetén.
- A transzformátoron áthaladó forgalom és a termelés helyben elfogyasztása mutatók is a két véglet közötti mértékű hatásokat eredményeznek (-10% vs. -9 - -11%; 93% vs 88%-94%)

Összefoglalva a tárolói eredményeket, a tárolók önmagukban is nagyon hasznos eszközök a PV-k integrációjában, mivel nem csak a helyben beépíthető PV kapacitás növelését segítik elő, hanem a mögöttes hálózatrész terhelését is csökkentik. Emellett az is látható volt az eredményekből, hogy a tárolók esetében a központi és decentralizált elrendezés között nincs különbség a hálózati hatásokat illetően, bármely formáció hasznos lehet. Ami viszont egyértelműen hatással van, az a tárolók használatát meghatározó vezérlő elv. Ha egy központi optimalizációs logika mentén használjuk ugyanazt a tárolói portfoliót, akkor az egyéni optimalizációhoz képest egyértelműen növelni lehet a PV befogadó képességet, miközben mérsékelhető a mögöttes hálózatrészek terhelése. Ez a pozitív hatás már akkor is tettenérhető, ha csak részben alkalmazzuk a központi optimalizációt az egyedi mellett.

Végül a termelés és fogyasztás helyi koordinációjára a négyórás tárolói méretezés a javasolt a jelenlegi gyakorlatban elterjed kétórás tárolói méretezéssel szemben.

Következtetések a közösségi tárolók kiépítésének és közösségileg optimalizált használatának ösztönzésére vonatkozóan:

- Annak érdekében, hogy a közösség abban legyen érdekelt, hogy tárolókat építsen ki, és aztán azokat közösségileg optimalizáltan használja, vagy akár a meglévő BtM tárolókat elkezdje közösségileg optimalizáltan vezérelni, arra van szükség, hogy ne rakódjanak erre a használati módra plusz terhek az egyedi optimalizációhoz képest. Márpedig jelenleg amikor nem a saját mérő mögötti termelés kerül letárolásra és a saját fogyasztás fedezésére fordítódik a kitárolás, akkor a betárolás során rendszerhasználati díjat és egyéb forgalmi díjtételeket kell fizetni, majd ennek elfogyasztása során újból meg kell fizetni ezeket, azaz kétszeresen rakódik plusz költség a közösségi optimalizáció melletti működésre, mint az egyedire, miközben a hálózat számára egyértelműen hasznot eredményez a közösségi optimalizáció az egyedihez képest.
- Ezt az anomáliát csak úgy lehet feloldani, ha a termelés tároló felé való megosztását és a tárolóból a fogyasztás számára való megosztást a körzeten belül forgalmi díjmentessé tesszük, azaz se RHD, se egyéb tételek nem rakódnak rá. Az elosztók az egyedi optimalizáció esetén sem kapnak rendszerhasználati díjat, ehhez képest pedig a közösségi optimalizáció során javulnak a hálózati viszonyok, így beruházásokat spórolhatnak meg.

- A jelenleg elterjedt, és támogatási programokban is előírt kétórás tárolás helyett a négyórás tárolók használatát egyrészt a fent javasolt RHD kedvezmény révén elérhető jobb kihasználás is támogatja, másrészt javasolt a jövőben a kisfogyasztók számára kiírt tárolótámogatásoknál a négyórás méretezést előírni kétórás helyett, vagy magasabb támogatási részarányt nyújtani rájuk, vagy eleve a támogatás tárgya a négyórás és kétórás tároló közötti költségek fedezése lehetne.

III.4. Fogyasztó oldali válasz (3.)

A közösségi energia projektekben rejlik nagy lehetőség, hogy mivel maguknak a fogyasztóknak az aktív összefogásáról van szó, ezért sokkal nagyobb mértékben lehetnek képesek a fogyasztói választ (DSR) életre hívni, a fogyasztókat ebben az irányban is aktivizálni, mint akár egy DSO, aggregátor vagy kereskedő által szervezett program. Az energiaközösségek által bevonni képes fogyasztói válasz hatásának modellezése során a rugalmassággal rendelkező fogyasztói berendezések (bojler, autótöltő és hőszivattyú) fogyasztása egy részének a naperőművi termelés időszakára való átütemezése került megvizsgálásra.

Ez a futtatás a CIGRÉ mintahálózaton nem volt hatással a PV befogadóképességre, mivel azon nincs elegendő rugalmassági képességgel rendelkező fogyasztói eszköz. Ezért csak az R hálózatra vonatkozóan vannak eredmények:

- A DSR révén 8%-kal növelhető a PV kapacitás befogadó képesség.
- Eközben a megnövelt termelés mellett is 12%-kal csökkenthető az alap esethez képest a transzformátorállomáson átmenő forgalom és 8 százalékponttal növelhető a helyi termelés helyben elfogyasztása.

Azaz a DSR is hasonló jótékony hatással lehet a PV-k integrációját illetően, mint a tárolók bevonása: nem csak a lokális befogadóképesség javul, hanem a mögöttes hálózat terhelése is mérséklődik. A hatás mértéke is összemérhető a tárolókkal. Ez azt is jelenti, hogy a DSR is hatékonyabb PV integrátor eszköz, mint az OLTC vagy a vezetékcsere, amelyek a mögöttes hálózati terhelést nem tudják mérsékelni. Így a hálózati költségek szempontjából értékesebb lehet a DSR bevonásának lehetősége, mint az alternatív hálózati eszközökbe való beruházás. Ráadásul a DSR a tároló létesítéséhez képest sokkal olcsóbb eszköz, kisebb beruházást igényel, így minden alternatíva közül ez a legköltséghatékonyabb PV integrációs eszköz, ezért a DSR ösztönzése kiemelt cél kell, hogy legyen a szakpolitika számára.

Következtetések a DSR ösztönzésére vonatkozóan:

- Annak érdekében, hogy a fogyasztó érdekelt legyen abban, hogy rugalmas fogyasztási részét átütemezze, vagy engedje vezérléssel átütemeztetni a lokális naperóművi termelés időszakába, a fogyasztónak kedvezőbbé kell tenni az ilyen időszaki fogyasztást, az ezen időszakon kívüli fogyasztáshoz képest.
- Ezt ismét leginkább a megosztásra vonatkozó RHD és egyéb forgalmi tételekre vonatkozó kedvezmény bevezetésével lehet elérni, (a termékárbeli kedvezményt a közösségi elszámolás már biztosítja) és akár még a napsütéses órák időszakon belül differenciálni is érdemes, például úgy, hogy a legerősebb naperóművi termelési órákra (amikor exportálásra kerülne a körzetből a termelés), nulla az RHD a megosztáson, míg a többi napsütéses időszakban 'csak' kedvezményes. Ehhez képest pedig a nem napsütéses időszak csúcspozitív óráira pedig emelt RHD-t meghatározni.
- A DSR-hez szükséges vezérlési rendszer kialakítását továbbá érdemes célzott támogatásokkal is szorgalmazni.
- Végül a DSR-ben rejlő potenciál kiaknázásához szükséges beruházások megvalósítását érdemes a további bevételi lehetőségek megteremtésével is ösztönözni, mint az elosztói rugalmassági piacon való részvételi lehetőség kialakítása, olyan szabályok mentén, amelyek a keresletoldali-válasz számára is megugorhatók. Hasonlóan fontos a kiegyenlítőszabályozási energia és kapacitás piacokon való részvételi lehetőség megteremtése a kisméretű DSR szereplők számára.

III.5. Meddőenergianyelés (4.)

A fogyasztói pontok mögötti decentralizált termelő egységek inverterének meddőnyelési tevékenységének hálózati hatását is vizsgálta a modellezés. Mind az R, mind a Cigré modell esetében a DSR mellett került a meddőnyelés pluszban bevonásra, ugyanakkor a CIGRÉ hálózat esetében a DSR-nek önmagában itt sincs hatása a rugalmas fogyasztói berendezések hiánya miatt.

R hálózat esetén a hálózati hatások a következők:

- A DSR mellett alkalmazva a meddőnyelést, az egy nagyon hatékony eszköznek bizonyul, a PV befogadóképességet plusz 16 százalékponttal növeli a sima DSR-hez képest.
- Amellett, hogy ilyen mértékben növelni tudja a PV termelést, a sima DSR alkalmazáshoz képest a transzformátorállomáson átmenő forgalmat 7 százalékponttal rontja, és 5 százalékponttal romlik a termelés helyben elfogyasztása is. Azaz a megnövelt termelés hálózati hatását már kevésbé tudja ellensúlyozni.

CIGRÉ hálózati eredmények:

- Ennél az esetnél a legnagyobb a PV befogadókapacitás növelési hatás, plusz 87%.

- Ennek a nagyon jelentős termelésnövekedésnek a mögöttes hálózati hatását ráadásul nagyrészt ellensúlyozni tudja, de azért az alapesetbe képest a transzformátorállomáson átmenő forgalom ekkor már 7%-kal növekszik, és a termelés helyben elfogyasztása 23 százalékponttal romlik.

Fontos, hogy ezeknek az eredményeknek az eléréséhez nem szükséges, hogy minden erőmű meddőkompenzációt végezzen, elegendő, ha az áramkörök végén elhelyezkedők meddőznek, nagyságrendileg a termelő egységek harmada.

Azaz a meddőnyelés nagyon hatékony eszköz a PV befogadókapacitás növelésére, és a mögöttes hálózati hatásokat is valamelyest mérsékelni tudja, ugyanakkor ez a hatása jóval szerényebb a tároló és DSM-hez képest. Emellett a meddőnyelésnek jelentős ára van, a meddőzés során ugyanis termelést veszítünk el. A modellezett esetben a potenciális termelés 10-20%-ának eldobásával jár a meddőnyelés.

Következtetések a meddőnyelés ösztönzésére vonatkozóan:

- Ahhoz, hogy a meddőnyelés kellő mértékben meg tudjon valósulni úgy, hogy közben a PV termelést nem csökkenti, a termelési teljesítményhez képest ~30%-kal nagyobb inverter kialakítására lesz szükség, amely többletköltséggel jár, amely a beruházáskor merül fel. Emellett a csatlakozáskor is ennek megfelelően nagyobb csatlakozási teljesítmény kell. A HMKE-k esetében, ahol legfeljebb a csúcsvételezésig lehet igényelni csatlakozást, ez azt jelenti, hogy ennyivel kisebb PV teljesítmény alakítható ki.
- A jelenlegi gyakorlatban inkább a PV teljesítmény a nagyobb és az inverter teljesítménye a kisebb, a költségek és termelési bevételek optimalizálása alapján. Így a 30%-kal nagyobb inverter nem valószínűsíthető irány. Ehhez képest az lehet a járható út, ha a jelenlegi méretezési gyakorlat mellett kezdik el a meddőzést használni, ami viszont jelentősebb, 10-20%-os termelésvesztéssel jár.
- Azaz a közösségi energia projekteket akkor lehet ebbe az irányba ösztönözni, ha a DSO a meddőnyelésért külön ellentételezést fizet, amelynek formája többféle lehet:
 - Az éves elosztói díjból kedvezmény nyújtása
 - Meddőzési szolgáltatásként való igénybevétel elosztói rugalmassági piac keretében, rendszeres kifizetés az energiaközösség felé
- Ennek az ellentételezésnek egyrészt kompenzálnia kell a közösséget a meddőzés révén elvesztett termelésért, másrészt plusz bevételt is kell nyújtania, hogy érdekeltté tegye a közösségi energia projektet a tevékenység végzésében.
- További lehetőség lehet, hogy állami támogatást nyert energiaközösségek számára a támogatás feltételének egyik teljesítési kritériumaként kerül előírásra a meddőenergia szolgáltatás.
- Kérdéses ugyanakkor, hogy szakpolitikai szempontból a termelés ilyen mértékű eldobása egy javasolt irány-e. A többi alternatívához képest ez egy komoly hátránya a meddőzésnek.

III.6. A közösségi energia tevékenységek együttes alkalmazása

Az előbbiek során külön-külön vizsgáltuk a különböző közösségi energia tevékenységek hálózati hatásait, ugyanakkor a közösségek vagy rögtön elindulásakor, vagy idővel több irányban is bővítik a portfóliójukat. Így a modellezés során több tevékenység együttes hatásának vizsgálatára is sor került. A meddőenergianyelés kombinációját a DSR-rel már ismertettük. A két leghatásosabb eszköz, a tárolás és DSM együttes alkalmazása került még megvizsgálásra kétféle kombinációban, elosztott és központi tároló mellett. A CIGRÉ hálózati modell esetében nem volt DSM lehetőség a rugalmas fogyasztói berendezések hiánya miatt, így ezeknek a futtatásoknak az eredményei nem térnek el a 2.1 illetve 2.2. futtatásoktól, ahol a tárolók DSR nélkül kerültek bevezetésre.

III.6.1. DSM + elosztott tárolók (közösségi 50%+egyéni 50%) (5.1.)

Amikor a DSM és a tárolók együttesen kerülnek bevonásra, akkor a modellezés során először a fogyasztás napos órákra való átütemezése történik meg, majd ezt követően kerülnek a decentralizált tárolók bevetésre, a vizsgált esetben 50-50%-os egyéni és központi optimalizáció szerinti vezérlés mellett.

Ekkor az R hálózat eredményei alapján:

- A PV kapacitás befogadó képesség 11%-kal nő az alapesethez képest, amely ugyan nagyobb mértékű, mint külön-külön a DSM és tároló bevonása (8%-8% mindkét esetben), de már kisebb, mint a kettő összege, és megegyezik a teljes mértékben közösségre vezérelt tárolói eset eredményeivel.
- A mögöttes hálózati hatások is meghaladják az egyedi esetek hatásait, ebben a scenárióban a legnagyobb mértékű a transzformátorállomáson átmenő forgalom csökkenése, 38%, míg a DSO és tároló esetben 12% és 32% volt alacsonyabb PV termelési szint mellett. A helyi termelés helyben fogyasztása is ebben az esetben a legnagyobb mértékű, 24 százalékponttal haladja meg az alapesetbeli értéket.

III.6.2. DSM + központi tároló (5.2.)

A DSM központi tárolóval való ötvözése során a fő különbség az imént vizsgált esethez képest, hogy a központi tároló teljes mértékben közösségi optimalizáció szerint vezérelt. Az így kapott eredmények:

R hálózat esetén:

- A PV kapacitás befogadó képesség tovább nő az előző összevont esethez képest még 4%-kal.
- A mögöttes hálózati hatások ugyanakkor elmaradnak az előző esetbeli értékektől (-30% és 68%), amely azt mutatja, hogy a tároló 100%-os közösségi vezérlésével az iménti eset 50%-os közösségi vezérléséhez képest a termelést lehetett tovább növelni, de ennek a megnövelt termelésnek az ellensúlyozására már nem maradt tér.

Összefoglalva, az összevont esetek modellezéséből jól látható, hogy a közösségi energia tevékenységeket érdemes együttesen alkalmazni, az ösztönzési, és támogatási rendszereknek olyanoknak kell lenniük, amelyek többféle tevékenység végzésére is ösztönözik a közösségi energia projekteket.

III.7. Elektrifikációs forgatókönyv

Végül egy olyan forgatókönyvre is sor került, amikor nem a jelenlegi hálózati viszonyok mentén vizsgáltuk a közösségi energia projektek hálózati hatásait, hanem a jövőben, az elektrifikációs folyamat eredményeként várhatóan előálló hálózati viszonyok mellett. Az elektrifikációs forgatókönyv kialakításakor ugyanakkor nagyon hamar korlátokba ütközött a modellezés, a fogyasztás emelésével szinte azonnal megnőtt az alsó feszültséghatárt sértő időszakok száma, olyannyira, hogy a CIGRÉ hálózatra nem is fért fel több fogyasztó, és az R hálózaton is csak egy, az alap forgatókönyv szerinti éves fogyasztás 10%-át elfogyasztó nagyfogyasztó, valamint a háztartások további 10%-ában elosztottan elhelyezett elektromos autók és hőszivattyúk fértek fel.

Az így kialakított elektrifikációs alapesetben (6.) a PV befogadó kapacitás nem nő, viszont a helyi PV termelés a nagyobb általános fogyasztásmennyiség miatt 3 százalékponttal nagyobb mértékben kerül helyben elfogyasztásra, ugyanakkor szintén a nagyobb fogyasztásmennyiség jelentősen, 33%-kal növeli a transzformátoron átmenő forgalmat is.

Amennyiben ebben az elektrifikált rendszerben telepít egy energiaközösség egy központi tárolót és azt központi optimalizációs logika mentén használja (6.1), akkor a PV befogadó kapacitás 15%-kal növelhető, míg az elektrifikációs alapesetbe képest 28 százalékponttal csökkenthető a transzformátorállomáson átmenő forgalom (+33%-ról +5%-ra), és 17 százalékponttal növelhető a helyben fogyasztás mértéke is.

Az elektrifikációval belépő új fogyasztói berendezések, mint az elektromos autó és hőszivattyú a hagyományos fogyasztási berendezésekhez képest rugalmasabb fogyasztók, emiatt a DSM tevékenységbe jobban bevonhatók. Az elektrifikációs jövőképek nagy reményt fűznek ehhez a villamosenergia-rendszerbe kerülő új, nagy volumenű rugalmassághoz. Ezért vizsgáltunk DSR forgatókönyvet is (6.2).

Az eredmények alapján az energiaközösségi keresletoldali válasz alkalmazása során az alapesetbe képest a PV befogadó kapacitás nem nő, ugyanakkor a mögöttes hálózatra gyakorolt hatása jelentősen pozitív, a transzformátorforgalom az elektrifikációs alapesetbe képest 29 százalékponttal csökken, a helyben fogyasztás aránya pedig 22 százalékponttal nő. Ugyanakkor mivel ezek az eredmények egy kisebb termelés integrációja mellett valósulnak meg, mint a központi tárolói forgatókönyv esetében, ezért nem mondható, hogy a DSR mögöttes hálózati hatása jobb, mint a központi tárolóé.

Összefoglalva, az elektrifikációs eset rávilágított arra, hogy bár jelenleg az időjárásfüggő megújuló integrációja okozza a fő kihívást a villamosenergia-rendszerben, míg ezt akár alternatív hálózati eszközökkel lehet mérsékelni, addig az elektrifikációval érkező fogyasztásnövekedés szinte azonnali hálózatfejlesztést igényel. Az elektrifikált esetben is hatásosan tudták a közösségi energia tevékenységek az időjárásfüggők integrációját támogatni, emellett az energiaközösségek a DSR révén a csúcspasztás mérséklésében is támogató eszközök lehetnek, így az elektrifikációval járó hálózati fejlesztési igényeket is mérsékelhetik, de legalábbis későbbre tolnak.

IV. Költség-haszon elemzés

A következőkben a modellezési eredmények alapján számszerűsítjük a közösségi energia tevékenységek által a villamosenergia-rendszer számára nyújtható hasznokat. A hasznok alapján megállapítható, hogy milyen mértékű kedvezmények, támogatások lehetnek indokoltak a közösségek rendszertámogató tevékenységek felé való terelésére, ösztönzésére.

IV.1. PV integrációs hasznok

A modellezési eredményekből látható volt, hogy míg egyes tevékenységek abban tudnak segíteni, hogy az adott körzet PV befogadó képességét növeljék, addig más tevékenységek akár általánosabb pozitív hatással is lehetnek, a mögöttes hálózatrész terhelését is tudják mérsékelni.

A modellezés azt is bemutatta, hogy a PV integrációra alkalmazott elosztói eszközök, mint az OLTC vagy vezetékcsere beruházás inkább a helyi PV kapacitás befogadóképességet tudják növelni, viszont a mögöttes hálózatrész terhelését, a PV termelés exportját nem tudják mérsékelni. Ez azt jelenti, hogy az OLTC transzformátorok kihelyezése és vezetékcserek után is szükség lesz majd további beruházásokra a mögöttes hálózatrészen, amelyek viszont egyes energiaközösségi tevékenységek révén megspórolhatók, mérsékelhetők, de legalábbis időben későbbre tolhatók lehetnek.

Ami a költségeket illeti, DSO-val való egyeztetés alapján az OLTC transzformátorok telepítése az adott modellezett esetben körülbelül 6-12 hónapot venne igénybe, és egyszeri 6 millió Ft-ba kerülne. Saját becslés szerint szofisztikáltabb műszerezés, mérés, adatgyűjtés mellett ez a költség másfélszeresére, 9 millió Ft-ra nőhet. Fontos még látni, hogy egy ilyen transzformátorcsere évente csak korlátozott számban tudnak elvégezni a DSO-k az ehhez szükséges erőforrások szűkössége miatt.¹⁷

A vezetékcsere révén elérhető keresztmetszetenövelés átlagosan két év alatt végezhető el, 18 millió Ft-ba kerülne, és szintén korlátozott számú ilyen beavatkozást tudnak elvégezni egy évben.¹⁸

Ehhez képest a közösségi energia tevékenységek, amennyiben kellően ösztönöztek, a kiinduló PV, tárolói, és DSR kiépítési beruházások után, amelyek átfutási ideje körülbelül egy év, szinte bármely körzetben elérhetővé válhatnak.

Kiszámoltuk, hogy a konkrét modellezett esetek során mennyibe kerülne a hálózatfejlesztést és működtetést finanszírozó tarifaközösségnek, illetve az adók kapcsán az államnak, ha a közcélú hálózaton keresztül helyben megosztott energiára vonatkozóan a forgalomarányos rendszerhasználati díjterhekre különböző mértékű kedvezmények lennének érvényben.

A hálózatüzemeltetők árszabályozása során először a szabályozó hatóság meghatározza a hálózatfejlesztési beruházások és működtetési költségek alapján, hogy mekkora az ezek fedezéséhez szükséges megengedett bevétel. Ezt a megengedett éves bevétel összeget jogosult a hálózatüzemeltető a rendszerhasználati díjak keretében beszélni. Ehhez a megengedett bevétel-tömeget a szabályozó különböző megfontolások alapján, mint például a már említett költségkaszád, szétosztja a rendszerhasználók alkotta tarifaközösségre. Amennyiben valahol kedvezményt

¹⁷ Lásd a kutatás Műszaki Jelentését.

¹⁸ u.a.

nyújtanak a díjakból, az azt jelenti, hogy a tarifaközösségnek az így kieső bevételt más díjtételeken keresztül meg kell fizetnie a DSO felé, kivéve, ha a kedvezmény révén maga a fedezendő költség, és így a megengedett bevételtömeg maga is csökken. Ezért számítjuk ki, hogy a megosztásra nyújtott RHD kedvezmény mekkora terhet róna a tarifaközösségre, és ehhez képest a kedvezmény révén ösztönzött energiaközösségi tevékenység mekkora költségmegtakarítást eredményezne a tarifaközösség számára.

A számításokat lakossági egyetemes szolgáltatás keretében vételező fogyasztók esetében végeztük el. A rájuk alkalmazott díj a 27%-os ÁFÁ-n kívül nincs további adó vagy egyéb díjterher.

3. táblázat: Az egyetemes szolgáltatási háztartási villamosenergia tarifából a helyben megosztott villamosenergiára nyújtott hálózati díjkezelési kedvezmények és vonatkozó adókedvezmények éves összege, különböző kedvezménykategóriák mellett, R hálózat esetén

	Minden forgalomarányos rendszerhasználati díjtétel eltörlésre kerül, Ft		A nagyobb feszültségű forgalomarányos díjtételei eltörlésre kerülnek, Ft		A TSO forgalomarányos díjtétele eltörlésre kerül, Ft	
	Tarifaközösség	állam	Tarifaközösség	állam	Tarifaközösség	állam
alap	3 905 928	1 054 601	2 390 294	645 379	1 135 056	306 465
1.1 központi PV	5 566 018	1 502 825	3 406 212	919 677	1 617 475	436 718
1.2 Koncentrikus PV	5 458 752	1 473 863	3 340 570	901 954	1 586 304	428 302
2.1 Központi tároló	6 192 202	1 671 894	3 789 416	1 023 142	1 799 443	485 850
2.2 Elosztott tároló közösségi opt	6 192 202	1 671 894	3 789 416	1 023 142	1 799 443	485 850
2.3 Elosztott tároló egyéni opt	5 211 648	1 407 145	3 189 350	861 125	1 514 496	408 914
2.4 Elosztott tároló 50-50 opt	7 491 744	2 022 771	4 584 691	1 237 867	2 177 088	587 814
3. DSM	4 560 192	1 231 252	2 790 682	753 484	1 325 184	357 800
4. DSM+Q(U)	3 542 573	956 495	2 167 933	585 342	1 029 466	277 956
5.1 DSM+elosztott tároló 50-50	7 196 342	1 943 012	4 403 916	1 189 057	2 091 245	564 636
5.2 DSM+központi tároló	6 410 383	1 730 803	3 922 935	1 059 193	1 862 846	502 969

Mint látható, amennyiben a teljes forgalomarányos díjterher eltörlésre kerülne a közcélú hálózaton keresztül megosztott részen, az a tarifaközösségnek éves szinten csak kicsivel kerülne kevesebbe, mint egy OLTC transzformátor egyszeri kihelyezése, egy vezetékcserenek a költségét pedig három év alatt fizetnék ki hálózati díjkezelési kedvezményben. Amennyiben csak a legnagyobb hálózati szint költségei kerülnek elengedésre, akkor 6-12 év alatt fizetik ki kedvezményben az OLTC, illetve vezetékcsere beruházásnak megfelelő összeget, amelyek viszont ennél hosszabb élettartamúak.

Ezért, ha a PV kapacitás növeléséhez csupán a helyi feszültségviszonyok javítására lenne szükség, akkor nem érné meg a közösségi energia projektek ilyen fajta ösztönzése, érdemesebb volna alternatív hálózati eszközök bevetése inkább, bár időben rendkívül korlátos, hogy hány körzeten lehet ezt a felújítást elvégezni.

Nagyobb forgalmi díjkezelési kedvezmény nyújtása akkor lehet indokolt, ha a mögöttes hálózatrész terhelése elért egy olyan szintet, hogy hálózatfejlesztésre van szükség a további időjárásfüggők integrálásához. Ekkor már egy sokkal jelentősebb beruházásról van szó, amely kivitelezése is időigényesebb, jellemzően 4 év. Ennek a mögöttes hálózatrész fejlesztési költségének a megbecsüléséhez a tavalyi csatlakozási eljárás során a csatlakozást igénylő naperóművi, valamint naperóművi plusz tároló (hibrid) projektek felé kiadott műszaki és gazdasági tájékoztatóban szereplő közvetett költségeket használjuk. Magyarországon ugyanis a 10/2016. (XI.14.) MEKH rendelet 2021. április 1-től hatályos módosítása alapján a korábbiakhoz képest nagyobb részben kötelesek viselni a szükséges hálózati infrastruktúra megvalósításának költségét a csatlakozást igénylők. A szabályozás áttért a korábbi ún. 'shallow' díjszabásról, amikor a csatlakozónak a csatlakozási költségeknek csak a közvetlenül felmerülő részét kell fedeznie a 'deep' díjszabásra, amikor a közvetlen költségen felül a rendszerszintű közvetett

költségeket is teljesítményarányosan fedeznie kell. Így a tavaly kijánlott csatlakozási díjak közvetett része pontosan azt mutatja meg, hogy a további PV kapacitások integrációjához milyen költségű mögöttes hálózatfejlesztésekre van szükség. Az alábbi táblázat összefoglalja, hogy a különböző méretkategóriájú igénylések esetében mekkora volt az átlagos fajlagos, azaz 1 MVA-ra vetített közvetett díjköltség egyedi naperőművi és hibrid, tárolóval kiegészített projektek esetén a nagy és középfeszültségű hálózatra való csatlakozást igénylők számára. Mint látható, ez a költség a projektmérettel csökken. Ugyanakkor az általunk vizsgált közösségi energia projektek a 0,5 MVA alatti csatlakozási igényű projektekkel vethetők össze, így az ottani 34,7-43,2 millió Ft/MVA közvetett költséget tekintjük mérvadónak, a számításokat a hibrid esetével, 43,2 millió Ft/MVA-val fogjuk végezni.

4. táblázat: Átlagos fajlagos közvetett költségek alakulása az első közzétételi eljárás során 2023 nyarán kijánlott végső körös MGT-kben

		Átlagos fajlagos közvetett költség
		Második körös MGT
0,5 MVA alatt	egyedi	34,7
	hibrid	43,2
0,5 - <5 MVA	egyedi	26,3
	hibrid	25,3
5 - < 50 MVA	egyedi	17,2
	hibrid	16,3
50 MVA -	egyedi	-
	hibrid	9,2

Forrás: Kaderják-Szolnoki-Lengyel (2024) 2. táblázat 32. oldal

A vizsgált scenáriók esetében a közösségi tevékenység révén elérhető mögöttes hálózatrész tehermentesítését úgy számítjuk, hogy megvizsgáljuk, hogy az alap esethez képest a tevékenység révén mennyivel csökkent a helyben lévő termelés körzeten kívülre való exportja, és ez mekkora PV kapacitás által okozható terhelés elkerülését jelenti. Ezt a PV kapacitásmennyiséget vetítjük aztán a közvetett hálózatfejlesztési beruházás fajlagos költségére, a 43,2 millió Ft-ra.

5. táblázat: Közvetett hálózatfejlesztés elkerülésének értéke, R hálózat

	PV befogadó képesség, kW	Helyben fogyasztás aránya	Tehermentesítés, kW	Elkerült közvetett beruházás millió Ft
alap	535	49%	0,0	0,0
1.1 központi PV	583	45%	0,2	0,0
1.2 Koncentrikus PV	720	39%	18,7	0,8
2.1 Központi tároló	596	62%	107,4	4,6
2.2 Elosztott tároló közösségi opt	596	62%	107,4	4,6
2.3 Elosztott tároló egyéni opt	580	56%	62,7	2,7
2.4 Elosztott tároló 50-50 opt	580	70%	143,9	6,2
3. DSM	580	57%	68,5	3,0
4. DSM+Q(U)	664	52%	83,1	3,6
5.1 DSM+elosztott tároló 50-50	596	73%	172,9	7,5
5.2 DSM+központi tároló	617	68%	157,4	6,8

Mint látható, az elkerülhető beruházási összegek közel vannak az éves forgalmidíjkezdvezmény mértékéhez, amennyiben a teljes díjkezdvezményhez viszonyítjuk, annál alacsonyabbak. Fontos látni, hogy az OLTC alkalmazása és vezetékcsere megoldások révén ezek a mögöttes hálózati beruházások nem kerülhetők el, így a két elkerült beruházás érték – a helyi és a közvetett – összeadandó.

Ezek a beruházások a tarifában úgy kerülnek figyelembevételre, hogy az elismert költséget egyrészt növeli az eszköz adott évre vonatkozó értékcsökkenése, amelyet a hasznos élettartamuk (ebben az esetben OLTC: 30, vezetékcsere: 40 év)¹⁹ alapján határoznak meg, másrészt az értékcsökkenés után maradt szabályozott eszközértékre vonatkozóan elismert tőkeköltség is jár. Tehát nem lehet az éves díjkezdvezményt közvetlenül összehasonlítani az elkerült beruházások értékével. Ugyanakkor ennek a kutatásnak a keretében a teljes árszabályozási módszertant nem tudjuk végig vezetni a scenáriókon, annak rendkívüli bonyolultsága, és nem publikus részei miatt. Az alábbiakban ezért egy egyszerűsített eljárással készítünk a beruházási összegből éves beruházási értéket.²⁰ (Ehhez képest a MEKH egy teljeskörű tarifaközösségi költség-haszon elemzést is el tudhat majd végezni a kutatásban előállított input adatok alapján.)

A 6. és 7. táblázatok mutatják, hogy a teljes forgalmi díjkezdvezmény éves összege – amely ahhoz szükséges, hogy a közösségi energia projektek számára a közösségi optimalizáció ne legyen hátrányosabb az egyéni optimalizációhoz képest –, és az így ösztönzött közösségi energia tevékenységek eredményeként elkerülhető beruházásoknak a költsége hogyan alakul a különböző scenáriók mentén.

Azt is kiszámítottuk, hogy ezek az elkerülhető beruházási összegek mekkora díjkezdvezményt tudnának fedezni. Mint látható, nagyon leegyszerűsített számítás alapján, 18-48% közötti részét tudnák fedezni ezek az elkerült beruházások a megosztásra vonatkozó teljes forgalmidíj kedvezménynek, attól függően, hogy milyen beruházást váltanak ki (OLTC vagy vezetékcsere), és a különböző energiaközösségi tevékenységek milyen szinten tudják tehermentesíteni a mögöttes hálózatot.

Azaz a modellezési eredmények alapján legalább 18%-os díjkezdvezmény indokolt lehet. Ugyanakkor az nem biztosított, hogy egy ilyen mértékű forgalmidíj kedvezmény arra ösztönzi a közösségi energia projekteket, hogy az egyéni optimalizáció helyett a közösségi optimalizációt részesítsék előnyben, hiszen ekkor még mindig jobban megéri az egyéni optimalizáció. Azaz egy ilyen mértékű kedvezmény bár ösztönzést nyújthat, biztosan nem elegendő, például a tárolók közösségi optimalizáció szerinti használatának ösztönzésére. De a 48%-os kedvezmény sem tudja ezt a hatást eredményezni.

¹⁹ Lásd: [Módszertani útmutató](#) a villamos energia hálózati engedélyesek indokolt költségeinek meghatározásához (a 2021-2024. évi árszabályozási ciklus induló árának meghatározását megelőző eszköz- és költség-felülvizsgálathoz) 50-51. oldal

²⁰ Az éves értéke egyenlő a beruházási összeg értékcsökkenése (amely a beruházási összeg harmincada), plusz a 8%-os WACC melletti tőkeköltség.

6. táblázat: A forgalmidíjkezdvevény éves szintje és a forgalmidíjkezdvevényel ösztönzött tevékenységek révén elkerülhető hálózatfejlesztési költségek, vezetékcsere elkerülése esetén, R hálózat

	Éves forgalmidíjkezdvevény teljes eltörlés esetén		Elkerült vezetékcsere költsége	Elkerült közvetett beruházás értéke	Elkerült beruházások összesen	Összes elkerült beruházás éves értéke	A megtakarított beruházások mekkora forgalmi díjkezdvevényt indukálnának a megosztáson
	Tarifaközösség	állam	Tarifaközösség	Tarifaközösség	Tarifaközösség	Tarifaközösség	
1.1 központi PV	5 566 018	1 502 825	18 000 000	0	18 000 000	1 890 907	34%
1.2 Koncentrikus PV	5 458 752	1 473 863	18 000 000	805 680	18 805 680	1 974 596	36%
2.1 Központi tároló	6 192 202	1 671 894	18 000 000	4 638 384	22 638 384	2 377 030	38%
2.2 Elosztott tároló közösségi opt	6 192 202	1 671 894	18 000 000	4 638 384	22 638 384	2 377 030	38%
2.3 Elosztott tároló egyéni opt	5 211 648	1 407 145	18 000 000	2 706 480	20 706 480	2 174 180	42%
2.4 Elosztott tároló 50-50 opt	7 491 744	2 022 771	18 000 000	6 214 320	24 214 320	2 542 504	34%
3. DSM	4 560 192	1 231 252	18 000 000	2 957 040	20 957 040	2 200 489	48%
5.1 DSM+elosztott tároló 50-50	7 196 342	1 943 012	18 000 000	7 470 576	25 470 576	2 674 410	37%
5.2 DSM+központi tároló	6 410 383	1 730 803	18 000 000	6 800 112	24 800 112	2 604 012	41%

7. táblázat: A forgalmidíjkezdvevény éves szintje és a forgalmidíjkezdvevényel ösztönzött tevékenységek révén elkerülhető hálózatfejlesztési költségek, OLTC elkerülése esetén, R hálózat

	Éves forgalmidíjkezdvevény teljes eltörlés esetén		OLTC költsége	Elkerült közvetett beruházás	Elkerült beruházások összesen	Összes elkerült beruházás éves értéke	A megtakarított beruházások mekkora forgalmi díjkezdvevényt indukálnának a megosztáson
	Tarifaközösség	állam	Tarifaközösség	Tarifaközösség	Tarifaközösség	Tarifaközösség	
1.1 központi PV	5 566 018	1 502 825	9 000 000	0	9 000 000	1 020 907	18%
1.2 Koncentrikus PV	5 458 752	1 473 863	9 000 000	805 680	9 805 680	1 104 596	20%
2.1 Központi tároló	6 192 202	1 671 894	9 000 000	4 638 384	13 638 384	1 507 030	24%
2.2 Elosztott tároló közösségi opt	6 192 202	1 671 894	9 000 000	4 638 384	13 638 384	1 507 030	24%
2.3 Elosztott tároló egyéni opt	5 211 648	1 407 145	9 000 000	2 706 480	11 706 480	1 304 180	25%
2.4 Elosztott tároló 50-50 opt	7 491 744	2 022 771	9 000 000	6 214 320	15 214 320	1 672 504	22%
3. DSM	4 560 192	1 231 252	9 000 000	2 957 040	11 957 040	1 330 489	29%
5.1 DSM+elosztott tároló 50-50	7 196 342	1 943 012	9 000 000	7 470 576	16 470 576	1 804 410	25%
5.2 DSM+központi tároló	6 410 383	1 730 803	9 000 000	6 800 112	15 800 112	1 734 012	27%

IV.2. További hálózatüzemeltetési hasznok

Az előbbieknél során a közösségi energia szerveződések időjárásfüggők hálózati integrációjával kapcsolatban elérhető hálózati hasznait vettük csak figyelembe. Ugyanakkor a közösségi projekteknek még két további fontos, számszerűsíthető rendszerhaszna lehet. Az egyik a helyben termelés-fogyasztás révén elérhető hálózati veszteség-csökkentés, a másik pedig a DSM bevonásával elérhető fogyasztási csúcsterhelés mérséklése, amely révén szintén hálózatfejlesztések kerülhetnek el, mérsékelhetők, vagy későbbre halaszthatók.

IV.2.1. Hálózati veszteség csökkentése

Azáltal, hogy a közösségi energia projektek a helyi fogyasztás egy részét helyi termeléssel látják el, a hálózatüzemeltetők egyik működési költség-tételét, a hálózati veszteséget is tudják csökkenteni, hiszen nem kell végig szállítani a teljes rendszeren a termelést a fogyasztóhoz. A hálózati veszteség jelentős tételt jelent a hálózatüzemeltetők számára. A helyben termelés megosztása révén megspórolható hálózati veszteségi költség pontos számszerűsítéséhez jelenleg számos adat nem nyilvános, ezért közelítő eljárással becsüljük. Magyarországon 2021. áprilisáig a rendszerhasználati díjlemek között külön volt elosztói veszteség díjlem, amely az elosztók hálózati veszteség kiadását volt hivatott fedezni. Ennek az elosztói veszteség díjlemnek a szerkezete a különböző hálózati szinteken az alábbiak szerint alakult.

8. táblázat: A 2021. januárjában érvényben lévő elosztói veszteségdíj, és elosztói forgalmi díjak

	Elosztói veszteségdíj HUF/kWh	Az összes forgalmi alapú elosztói díjtételek összege HUF/kWh	Elosztói veszteség aránya a teljes elosztói forgalmi díjon belül
Nagyfeszültségű csatlakozás	0,22	0,32	69%
Nagy/középfeszültségű csatlakozás	0,35	0,80	44%
Középfeszültségű csatlakozás	1,19	2,23	53%
Közép/kisfeszültségű csatlakozás			
profilos	2,28	8,72	26%
nem profilos	2,28	4,15	55%
Kisfeszültségű csatlakozás			
profilos, egész napos	3,54	13,50	26%
profilos, vezérelt	2,64	6,51	41%
nem profilos	3,54	6,66	53%

Forrás: MEKH

Mint látható, természetesen minél kisebb feszültség szinten történik a vételezés, annál nagyobb a hálózati veszteség és az azt fedezendő díj, hiszen annál távolabb kell szállítani, valamint a kisebb feszültség szinteken történőállítás eleve nagyobb veszteséggel jár. Ezért van az, hogy a nagyfeszültségű csatlakozás elosztói veszteség díjánál több mint 16-szor nagyobb a kisfeszültségű profilos csatlakozás elosztói veszteség díja. 2021 áprilisa óta sajnos már csak egy összevont forgalmi díjtételt közöl a szabályozó hatóság, így a jelenlegi pontos elosztói veszteség díjrész nem ismert. Ennek megbecslésére ezért a 2021-es arányokat használjuk. Azaz a jelenlegi forgalmi díjelem 26%-át tarjuk az elosztói veszteség fedezésére fordítandó résznek a tarifaközösség részéről, azaz a 23,4 Ft/kWh-ból 6,14 Ft/kWh-át.

A modellezett közösségi energia tevékenységek révén a helyi fogyasztás nagyobb része kerül helyi termelésből ellátásra, ezen az addicionális helyben ellátott fogyasztáson meg lehet takarítani a hálózati veszteség költséget, amelyet a számított 6,14 Ft/kWh értékkel fogunk becsülni. Ezek alapján a modellezett közösségi energia tevékenységek közvetlen elosztói működési költség, és ezáltal a tarifaközösség által fizetendő költségre gyakorolt csökkentő hatása a következő:

9. táblázat: A közösségi energia tevékenységek révén éves szinten megtakarítható beruházási költségek (vezetékcseré elkerülése esetén) és a megtakarított hálózati veszteség értéke, R hálózat

	Éves forgalmidíjkezdvezmény teljes eltörlés esetén		Összes elkerült beruházás éves értéke	Elkerült hálózati veszteség éves értéke	Elkerült éves költségek összesen	A megtakarított beruházások mekkora forgalmi díjkezdvezményt indukálnának a
	Tarifaközösség	állam				
1.1 központi PV	5 566 018	1 502 825	1 890 907	1 474	1 892 381	34%
1.2 Koncentrikus PV	5 458 752	1 473 863	1 974 596	137 413	2 112 010	39%
2.1 Központi tároló	6 192 202	1 671 894	2 377 030	791 102	3 168 132	51%
2.2 Elosztott tároló közösségi opt	6 192 202	1 671 894	2 377 030	791 102	3 168 132	51%
2.3 Elosztott tároló egyéni opt	5 211 648	1 407 145	2 174 180	461 605	2 635 786	51%
2.4 Elosztott tároló 50-50 opt	7 491 744	2 022 771	2 542 504	1 059 887	3 602 390	48%
3. DSM	4 560 192	1 231 252	2 200 489	504 340	2 704 829	59%
5.1 DSM+elosztott tároló 50-50	7 196 342	1 943 012	2 674 410	1 274 148	3 948 559	55%
5.2 DSM+központi tároló	6 410 383	1 730 803	2 604 012	1 159 797	3 763 809	59%

10. táblázat: A közösségi energia tevékenységek révén éves szinten megtakarítható beruházási költségek (OLTC elkerülése esetén) és a megtakarított hálózati veszteség értéke, R hálózat

	Éves forgalmidíjkezdvevény teljes eltörlés esetén		Összes elkerült beruházás éves értéke	Elkerült hálózati veszteség éves értéke	Elkerült éves költségek összesen	A megtakarított beruházások mekkora forgalmi díjkezdvevényt indukálnának a
	Tarifaközösség	állam				
1.1 központi PV	5 566 018	1 502 825	1 020 907	1 474	1 022 381	18%
1.2 Koncentrikus PV	5 458 752	1 473 863	1 104 596	137 413	1 242 010	23%
2.1 Központi tároló	6 192 202	1 671 894	1 507 030	791 102	2 298 132	37%
2.2 Elosztott tároló közösségi opt	6 192 202	1 671 894	1 507 030	791 102	2 298 132	37%
2.3 Elosztott tároló egyéni opt	5 211 648	1 407 145	1 304 180	461 605	1 765 786	34%
2.4 Elosztott tároló 50-50 opt	7 491 744	2 022 771	1 672 504	1 059 887	2 732 390	36%
3. DSM	4 560 192	1 231 252	1 330 489	504 340	1 834 829	40%
5.1 DSM+elosztott tároló 50-50	7 196 342	1 943 012	1 804 410	1 274 148	3 078 559	43%
5.2 DSM+központi tároló	6 410 383	1 730 803	1 734 012	1 159 797	2 893 809	45%

Fontos, hogy ez a tétel a beruházási költségmegtakarításokkal ellentétben éves szinten merül fel. Ha hozzáadjuk ezt az elosztónál felmerülő éves működési költségmegtakarítást is a beruházási megtakarítások éves szintűre átalakított tételéhez, akkor a közösségi energia tevékenységek révén elkerülhető költségek a megosztásra nyújtandó teljes forgalmi díjrész 37-59%-át tudnák fedezni, amennyiben tároló, vagy DSM tevékenység is van a közösség oldalán.

IV.2.2. Csúcsfogyasztás mérséklése

A legtöbb ország, amely kedvezmények révén ösztönzi a közösségi energia tevékenységeket, az általuk a fogyasztási mintázatban elérhető kedvező változások, mint egyenletesebb terhelési görbe, csökkentett csúcsfogyasztás miatt is támogatják ezen szerveződések. Az elektrifikációs átállással járó jelentős fogyasztásbővülés kiszolgálásához rendkívüli mértékű hálózatfejlesztésre lesz ugyanis szükség.²¹ Jól látható volt ez a műszaki modellezési eredményekből is, amint a fogyasztás növelésére került sor, azonnal korlátokba ütközött a modellezés, a CIGRÉ hálózaton már nem is lehetett tovább növelni a fogyasztást, és az R hálózatra is csak kis mértékű többletfogyasztás fért fel. A fogyasztásnövekedés miatti hálózatfejlesztési igények fő paramétere a csúcsfogyasztás. A közösségi energia projektek csúcsfogyasztáscsökkentő képessége (azáltal, hogy a csúcsidezokról a napos órákra tereli át a közösség fogyasztásának egy részét) révén hálózatfejlesztési beruházások spórolhatók meg, mérsékelhetők, vagy legalábbis későbbre halaszthatók, azaz pénzügyileg is számszerűsíthető hasznot eredményezhet.

Ilyen költség-haszon elemzést eddig egyedül a belga brüsszeli régió szabályozó hatósága, a BRUGEL publikált.²² A Schwartz & Co tanácsadó által készített számítás 20 éves időtartamra vonatkozó előrejelzésekre épült, a 2023-2042 időszakra. A közösségi energia szerveződések energiamegosztás révén eredményezett hasznai közül egyedül az éves csúcsterhelés csökkentésével számoltak. Az éppen működő pilot projektek alapján két scenáriót vizsgáltak, a 'magas' esetében minden energiamegosztás résztvevő 1 kW-tal járul hozzá a csúcsterhelés csökkentéséhez, az 'alacsony' scenárióban 0,5 kW-tal. Emellett három növekedési pályát feltételeztek az energiamegosztási

²¹ Lásd, például az [Eurelectric friss Grids for Speed tanulmányát](#), amely szerint az elosztóhálózati beruházásokat 2025 és 2050 között átlagosan a jelenlegi évi 36 milliárd euróról 67 milliárd euróra kell növelni, hogy lehetővé váljon a közlekedés, a fűtés és az ipar tömeges elektrifikációja, a megújuló energiaforrások integrálása, valamint a gyakoribb szélsőséges időjárási és kiberfenyegetésekkel szembeni ellenállás.

²² BRUGEL (2023): [Projet d'étude \(BRUGEL-Etude-20230425-45\) Coûts-avantages relative aux communautés d'énergie et au partage d'électricité](#)

projektek fejlődésére vonatkozóan. Az 1. forgatókönyv nagyon alacsony fejlődést feltételez, az energiamegosztásban részt vevő fogyasztók aránya 1%, a 2. forgatókönyvben 5%, a 3.-ban 20% 2042-re. Ezek alapján a feltételezések alapján kiszámolták az energiamegosztási projektek révén a három forgatókönyvben a 20 év alatt feltételezett éves csúcspotyasztás-csökkentést.

A csúcsidőszaki fogyasztás csökkentéséhez kapcsolódó hasznok megfelelnek az elosztóhálózat-üzemeltető által a hozzájárulásnak köszönhetően évente elkerült beruházási költségeknek. Ugyanakkor, mivel ezeket az elkerült beruházási költségeket a helyi DSO, a Sibelga nem tudta számszerűsíteni, ezért közelítésként megállapodtak abban, hogy az energiamegosztás által egy adott évben előidézett csúcscsökkentésből származó előnyöket úgy határozzák meg, hogy az N. év hálózathasználati költségeit megszorozzák az energiamegosztás által előidézett becsült teljes csúcscsökkentés és a hálózat teljes szinkroncsúcsának arányával. Azaz ez az egyszerűsítő megközelítés feltételezi, hogy a csúcsérték-csökkentéshez való hozzájárulás és az elkerült beruházások egymással arányosan mozognak, és a hasznok a múltbeli beruházási költségek, nem pedig a jövőbeni elkerült beruházási költségek alapján értékelik.

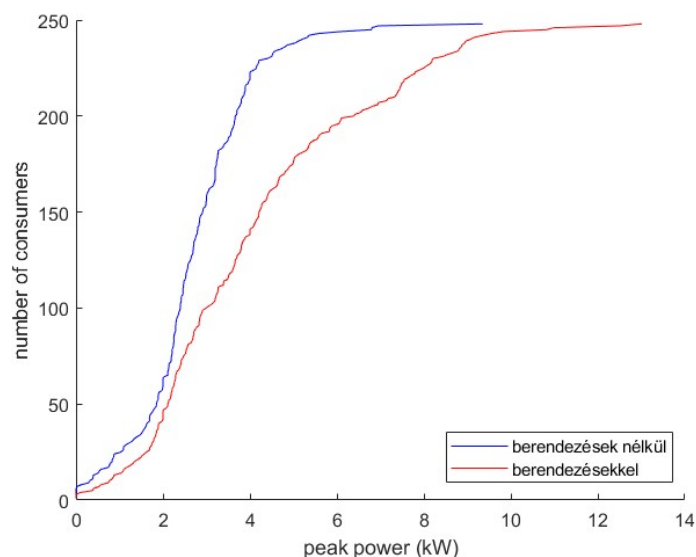
Költségoldalon még számszerűsítették a DSO-nál az energiamegosztási projektek támogatása miatt felmerülő beruházási költségeket, amely egyrészt a szükséges IT infrastruktúra kiépítését, másrészt a kihelyezendő okosmérőket tartalmazta, valamint évente felmerülő működési költségeket, amely az IT-hez kapcsolódó működési költségek, és az energiamegosztás szervezéséhez kapcsolódó működési költségeket jelentette.

Az eredmények alapján az 1. scenárió, azaz a mindössze 1%-os penetráció esetén a fent felsorolt költségek meghaladják az energiamegosztásból eredő hasznokat, 5%-os penetráció esetén, ha a 'magas', 1 kW-os fogyasztónkénti csúcscsökkentés van a hasznok már meghaladják a költségeket, és 20%-os penetráció esetén már 0,5 kW-os egyéni csúcscsökkentés esetén is megéri a DSO számára az energiamegosztás támogatása.

A BRUGEL ezzel a tanulmánnyal támasztja alá az általunk a II.1. pontban ismertetett rendszerhasználati díjkezdvezményrendszert, amely aszerint határozza meg a kedvezmény mértékét, hogy a megosztásban résztvevő szereplők hol helyezkednek el egymáshoz, illetve a termelőegységhez képest a hálózaton. Minél közelebb vannak egymáshoz és a termeléshez a résztvevők, annál nagyobb az RHD kedvezmény mértéke. Ennek megfelelően négy különböző szintet határoztak meg (a legkedvezőbb tarifa az egy épületen belüli megosztásra alkalmazható, azonban, ha az átviteli táppont mögött csatlakoznak a szereplők, akkor a teljes RHD-t szükséges megfizetni).

A tanulmány logikáját követve, mi is egy egyszerűsített számítást készítünk arra vonatkozóan, hogy a közösségi energia projektek keretében történő energiamegosztás révén elérhető fogyasztási csúcs mérséklése mekkora éves megtakarítást eredményezhet a hazai tarifaközösség számára. Ehhez egyrészt kiszámítjuk, hogy a modellezett esetben (az R hálózaton) mekkora csúcspotyasztáscsökkentés érhető el. Az alábbi ábra mutatja, hogy az R hálózaton valódi fogyasztói mérések alapján modellezett fogyasztók csúcspotyasztása hogyan alakul a rugalmas fogyasztói berendezések (bojler, elektromos autó töltés, hőszivattyú) fogyasztása nélkül, és fogyasztásával.

1. ábra: Az R hálózaton lévő fogyasztók csúcspotyaszttása rugalmas fogyasztói berendezésekkel és azok nélkül



Mint látható, a rugalmas berendezések nélkül a csúcspotyaszttás döntően 4 kW valatt van, a rugalmas fogyasztású berendezésekkel pedig 8 kW alatt. Ezek alapján a csúcspotyaszttáscsökkentéssel csak a rugalmas fogyasztási berendezéssel rendelkező fogyasztói pontoknál fogunk számolni, és ebben az esetben is csak 0,5 kW-al. Így 55,5 kW csúcspotyaszttáscsökkentést feltételezünk.

Az elosztók éves kapcsolódó beruházási költségét a MEKH által 2024. évre elismert éves értékcsökkenés és tőkeköltség összegével közelítjük, ami 193 195 millió Ft.²³ A díjszámításnál használt elosztóhálózati lekötött teljesítmény pedig 9 041 917 kW²⁴. Az arányosító egyszerűsített számolás szerint a modellezett körzetben végzett közösségi energia projektek energiamegosztás révén elérhető csúcspotyaszttás csökkentési hatása évente 1,2 millió Ft megtakarítást eredményezhet a tarifaközösségnek elkerült beruházások formájában.

Az így számított csúcspotyaszttáscsökkentő hatás akkor kezd igazán számítani, ha beindul az elektrifikáció, és a fogyasztói igények miatt is szükségessé válik a hálózatfejlesztés. Ahogy az elektrifikációs modellezés bemutatta, ehhez nagyon közel járunk, a CIGRÉ hálózatra már nem lehetett további fogyasztást feltenni, és az R hálózatra is csak limitált mennyiségű többletfogyasztás fért fel.

Amennyiben ezt a hasznot is hozzáadjuk a tarifaközösség számára a közösségi energia tevékenységből származó hasznokhoz a DSM-es forgatókönyvek esetében, valamint a decentralizált tárolói forgatókönyvek esetében, ahol a BTM tárolók révén is tudják a csúcsideji hálózati vételezést mérsékelni, akkor azt látjuk, hogy a DSM és elosztott tárolói esetekben már 52-85%-át tudják fedezni a közösségi energia tevékenységek révén megtakarított hálózati költségek a megosztásra vonatkozó teljes forgalmi díj kedvezménynek.

²³ [MEKH Határozat](#): A 2024. január 1-jétől alkalmazandó villamos energia rendszerhasználati díjak megállapítása 91. oldal 60. táblázat

²⁴ [MEKH Határozat](#): A 2024. január 1-jétől alkalmazandó villamos energia rendszerhasználati díjak megállapítása 94. oldal 61. táblázat

11. táblázat: A forgalmidíjkezdvezmény éves szintje, az éves szinten megspórolható elosztói veszteség költség, a csúcsfogyasztáscsökkentésből származó beruházási megtakarítás és az időjárásfüggők integrációjával elkerülhető hálózati fejlesztési beruházási költségek (vezetékcsere elkerülése esetén) éves értéke, R hálózat

	Éves forgalmidíjkezdvezmény teljes eltörlés esetén		Összes időjárásfüggők integrációjához kötődő elkerült beruházás éves értéke	Elkerült hálózati veszteség éves értéke	Csúcsfogyasztáscsökkentés révén elkerült beruházási költség éves értéke	Elkerült éves költségek összesen	A megtakarított beruházások mekkora forgalmi díjkezdvezményt indukálnának a megosztáson
	Tarifaközösség	állam					
1.1 központi PV	5 566 018	1 502 825	1 890 907	1 474		1 892 381	34%
1.2 Koncentrikus PV	5 458 752	1 473 863	1 974 596	137 413		2 112 010	39%
2.1 Központi tároló	6 192 202	1 671 894	2 377 030	791 102		3 168 132	51%
2.2 Elosztott tároló közösségi opt	6 192 202	1 671 894	2 377 030	791 102	1 185 846	4 353 979	70%
2.3 Elosztott tároló egyéni opt	5 211 648	1 407 145	2 174 180	461 605	1 185 846	3 821 632	73%
2.4 Elosztott tároló 50-50 opt	7 491 744	2 022 771	2 542 504	1 059 887	1 185 846	4 788 237	64%
3. DSM	4 560 192	1 231 252	2 200 489	504 340	1 185 846	3 890 675	85%
5.1 DSM+elosztott tároló 50-50	7 196 342	1 943 012	2 674 410	1 274 148	1 185 846	5 134 405	71%
5.2 DSM+központi tároló	6 410 383	1 730 803	2 604 012	1 159 797	1 185 846	4 949 655	77%

12. táblázat: A forgalmidíjkezdvezmény éves szintje, az éves szinten megspórolható elosztói veszteség költség, a csúcsfogyasztáscsökkentésből származó beruházási megtakarítás és az időjárásfüggők integrációjával elkerülhető hálózati fejlesztési beruházási költségek (OLT elkerülése esetén) éves értéke, R hálózat

	Éves forgalmidíjkezdvezmény teljes eltörlés esetén		Összes időjárásfüggők integrációjához kötődő elkerült beruházás éves értéke	Elkerült hálózati veszteség éves értéke	Csúcsfogyasztáscsökkentés révén elkerült beruházási költség éves értéke	Elkerült éves költségek összesen	A megtakarított beruházások mekkora forgalmi díjkezdvezményt indukálnának a megosztáson
	Tarifaközösség	állam					
1.1 központi PV	5 566 018	1 502 825	1 020 907	1 474		1 022 381	18%
1.2 Koncentrikus PV	5 458 752	1 473 863	1 104 596	137 413		1 242 010	23%
2.1 Központi tároló	6 192 202	1 671 894	1 507 030	791 102		2 298 132	37%
2.2 Elosztott tároló közösségi opt	6 192 202	1 671 894	1 507 030	791 102	1 185 846	3 483 979	56%
2.3 Elosztott tároló egyéni opt	5 211 648	1 407 145	1 304 180	461 605	1 185 846	2 951 632	57%
2.4 Elosztott tároló 50-50 opt	7 491 744	2 022 771	1 672 504	1 059 887	1 185 846	3 918 237	52%
3. DSM	4 560 192	1 231 252	1 330 489	504 340	1 185 846	3 020 675	66%
5.1 DSM+elosztott tároló 50-50	7 196 342	1 943 012	1 804 410	1 274 148	1 185 846	4 264 405	59%
5.2 DSM+központi tároló	6 410 383	1 730 803	1 734 012	1 159 797	1 185 846	4 079 655	64%

IV.3. Összefoglalás, következtetések a hálózatüzemeltetési hatások kapcsán

Mint a fentiekből látható volt, jelentős hasznot tudnak eredményezni bizonyos közösségi energia tevékenységek a tarifaközösség számára, amelyeknek fő ösztönzője a megosztáson lévő kedvezmény lehet, leginkább a teljes díjkezdvezmény. Az azonosított hasznok ugyanakkor bár magasak, nem elegendők ahhoz, hogy teljes rendszerhasználati díjkezdvezményt indokoljanak.

Fontos azt is figyelembe venni, hogy a hálózatfejlesztéseknek nemcsak költségvonatuk van, hanem idő és erőforrásigényük is, amelyek jelentősen korlátosak. Így az időjárásfüggők integrációjának feladatát (és a csúcsfogyasztás növekedését) akkor sem lehetne csak hálózatfejlesztési oldalról megoldani, ha az lenne a legköltséghatékonyabb. Olyan plusz integrációt segítő beavatkozásokra, amiket a közösségi energia projektek tudnak nyújtani, ezért ebben az esetben is szükség lesz.

A költségek fedezése vs. ösztönzés ellentét feloldásához szükség van arra, hogy ne egyszerűen a jelenlegi rendszerhasználati díjrendszerbe kerüljön bele egy forgalmi díj csökkentés a megosztott részre, hanem az energiamegosztásban részt vevő rendszerhasználókra egy külön tarifacsomag kerüljön kialakításra.

Ennek a tarifacsomagnak a kialakításánál fontos figyelembe venni, hogy továbbra is a megosztásra vonatkozó – akár közvetlen termelésből fogyasztásra való megosztásról vagy tároló használatának beiktatásáról van szó – forgalmi díjelemeknek közel nullának kell lenniük annak érdekében, hogy meglegyen a kellő ösztönzés a közösségi szintű optimalizációra az egyéni helyett. Viszont a megosztási részen kívüli vételezés forgalmi hálózati díja magasabb kell, hogy legyen, mint a kiindulási csomagé,

egyrészt, hogy a megosztási részen elvesztett RHD díjbevétel részben kompenzálja, másrészt, hogy további ösztönzést nyújtson a megosztás irányába. Mindezek mellett a fix rendszerhasználati díjelenek jóval nagyobb szerepet kell kapnia. Az ACER legutóbbi iránymutatása is azt javasolja²⁵, hogy az átalakuló villamosenergia-rendszerben a fix, teljesítmény alapú díjtételek intenzívebb használata felé érdemes elmozdulni, a döntően forgalmi díjakra építő tarifarendszerekből. A fix elem növelésével részben visszaszerezhető a megosztáson nyújtott forgalmi díjkezdvevény összege, miközben a közösségi optimalizációra továbbra is ösztönöztek maradnak a közösségi energia projekt résztvevői.

Ezt az éves fix díjelenet úgy kell meghatározni, hogy az adott közösség által ezen keresztül befizetett összeg fedezze a teljes forgalmi díjkezdvevény és az energiaközösségek által nyújtott hasznok közti különbséget.

Végül fontos megemlíteni, hogy természetesen, ahogy a belga tanulmányból is látható volt, a közösségi energia projektek energiamegosztási tevékenységének támogatása a DSO-nál plusz költségeket eredményez. A belga tanulmány a mérők okosmérőre cseréjét és a DSO-nál fellépő IT működtetési és szervezési költségeket számították ide. Ezekkel a költségekkel ebben a tanulmányban külön nem számolunk, mivel ahogy az I. fejezetben bemutattuk, az új árampiaci csomag előírja a tagállamok számára, hogy az energiamegosztást lehetővé kell tenni, és az ezt részletező új 15.a. cikk 6. bekezdése külön előírja, hogy „a tagállamok biztosítják, hogy az érintett átvitelrendszer-üzemeltetők vagy elosztórendszer-üzemeltetők vagy más kijelölt szervek ... legalább havonta nyomon kövessék, összegyűjtsék, hitelesítsék és közöljék az érintett végfelhasználókkal és piaci szereplőkkel a megosztott villamos energiával kapcsolatos mérési adatokat, valamint e célra létrehozzák a megfelelő informatikai rendszereket”²⁶. Azaz ennek az infrastruktúrának mindenképp fel kell állnia, függetlenül attól, hogy utána az energiaközösségi projektek tevékenysége mennyire lesz rendszertámogató vagy sem. Milyen ösztönzést alkalmaz a tagország ebben az irányban. Így a vizsgálatunkban, amelynek fókuszja a közösségi energia tevékenységek közösségi optimalizációra való ösztönzése ez az eleve felmerülő DSO költség már nem kerül bele. Természetesen a javasolt speciális energiaközösségi tarifának a fix elemébe ez a költség beépíthető, és be is építendő, valamint az is felmerülhet, hogy az okosmérőket magukkal a közösséggel fizettesse meg a rendszer.

IV.4. További társadalmi hasznok

Végül a hálózatüzemeltetésnél felmerülő hasznokon túl a közösségi energia tevékenységek révén elérhető társadalmi hasznokra is kitérünk. A fenti táblázatokban jól látható volt, hogy a megosztásra nyújtott rendszerhasználati díjkezdvevény az egyetemes szolgáltatásban vételezők esetében ÁFA kieséssel is jár, amely államháztartási szinten jelentkezik. Ez a költség a modellezett esetekben évi 1,5-2 millió Ft közötti összeg. Társadalmi szinten az energiaközösségek számos hasznót nyújthatnak, már többször említettük a decentralizált tőkebevonás lehetőségét, fogyasztói tudatosság fejlesztését, közösségépítést, a megújulóenergia termelő egységek társadalmi elfogadottságának növelését.

²⁵ [ACER \(2023\): ACER Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe](#)

²⁶ EMD 2024/1711 Irányelv 2. cikk 5. amely az IEMD-t kiegészíti egy 15.a cikkel, ennek 6. bekezdését idéztük

Ami leginkább számszerűsíthető tétel ezek között, hogy a közösségek tevékenysége révén a hálózat PV befogadóképessége nőhet, a plusz megújulóenergia termelői kapacitások termelése pedig széndioxid kibocsátáscsökkenést eredményez a hazai villamosenergia-termelési mixben. Az újonnan bekerülő napelemek a termelési portfólióban a határon lévő termelői szereplőket, a földgáz bázisú villamosenergia termelőket fogják kiváltani. Így a hazai termelési mix széndioxid-kibocsátása csökken. Nemzetközi benchmark alapján a földgáz alapú áramtermelés 368 kg Co₂/MWh kibocsátással jár. A modellezett scenáriókban a közösségi energia tevékenységek révén elérhető plusz PV termeléssel ezt a kibocsátást is meg lehet spórolni. A társadalmi haszon pénzügyi számszerűsítéséhez szükség van egy CO₂ árra is. Ehhez az unió kibocsátás-kereskedelmi rendszerében kereskedett EUA egységre vonatkozó árjegyzéseket vesszük alapul. Az ICE tőzsde EUA futures árai²⁷ terméktől függően jelenleg 62 és 68 EUR/tonna között mozognak, de az év során már volt 80 EUR/tonna körül is az EUA értéke.

Ezek alapján a modellezett energiaközösségi tevékenységek esetében az alábbi széndioxid-kvóta költséget lehet megtakarítani társadalmi szinten a földgáz bázisú villamosenergia termelés naperóművi termeléssel való helyettesítésével.

Mint látható, attól függően, hogy mely, az év során előfordult EUA árat használjuk, ez az érték 480 ezer és 2,6 millió Ft között mozog. Néhány kivételes esetet leszámítva (pl. a koncentrikus, amikor nagyon nagy arányú új PV termelés kerül be a mixbe) a széndioxidkibocsátás-csökkentéssel elérhető társadalmi haszon fele-harmada az ÁFA kiesésnek.

13. táblázat: A CO₂-kibocsátás csökkentéssel járó társadalmi haszon, és a tarifakedvezmények miatti ÁFA kiesés

	PV befogadó képeség, kW	Többlet megújuló termelés, MWh	Elkerült CO ₂ , tonna	Elkerült CO ₂ értéke, HUF (60 EUR/tonna áron)	Elkerült CO ₂ értéke, HUF (80 EUR/tonna áron)	ÁFA kiesés teljes forgalmi RHD nyújtása esetén, HUF
álap	535	-				
1.1 központi PV	583	58	21,1968	508 723	678 298	1 502 825
1.2 Koncentrikus PV	720	222	81,696	1 960 704	2 614 272	1 473 863
2.1 Központi tároló	596	73	26,9376	646 502	862 003	1 671 894
2.2 Elosztott tároló közösségi opt	596	73	26,9376	646 502	862 003	1 671 894
2.3 Elosztott tároló egyéni opt	580	54	19,872	476 928	635 904	1 407 145
2.4 Elosztott tároló 50-50 opt	580	54	19,872	476 928	635 904	2 022 771
3. DSM	580	54	19,872	476 928	635 904	1 231 252
4. DSM+Q(U)	664	155	56,9664	1 367 194	1 822 925	1 943 012
5.1 DSM+elosztott tároló 50-50	596	73	26,9376	646 502	862 003	1 730 803
5.2 DSM+központi tároló	617	98	36,2112	869 069	1 158 758	1 730 803

Amennyiben a fent vázolt speciális energiamegosztási rendszerhasználati díjrendszer kerülne bevezetésre, a modellezett energiaközösségek tagjai, mivel lakossági felhasználók, a fix díjelemen ÁFÁ-t is fizetnek majd, így a kieső ÁFA mértéke is kevesebb lesz, mint az imént számított kiindulási esetben, amikor egyszerűen egy forgalmi rendszerhasználati díj elengedés van a megosztáson.

²⁷ [ICE EUA Futures árjegyzések](#)

V. Javaslat közösségi energia projektek támogatására és szabályozási környezetének kialakítására

Az alábbiakban összefoglaljuk, hogy eredményeink alapján milyen ösztönzési rendszert érdemes alkalmazni az időjárásfüggő megújulóenergia termelésen alapuló közösségi energia projektek esetében, annak érdekében, hogy azok olyan tevékenységeket folytassanak, amelyek támogatják a villamosenergia-rendszer PV integrációs képességét is.

V.1. Támogatások

A közösségi energia projektek számos országban, köztük Magyarországon is úgy indultak el, hogy állami támogatási tender keretében bizonyos arányú beruházási támogatást kaptak. Cserébe a támogatás feltételül szabott számos paramétert ezeknek a közösségeknek, például a bevonandó lakossági kör arányára és a kiépítendő eszközökre (PV, tároló, autótöltő, stb) vonatkozóan.

Mivel a modellezési eredmények alapján egyértelműen a legpozitívabb hatása a tárolásnak és DSM bevonásának van, amelyek a mögöttes hálózatrész terhelését is enyhítik, ezért azt javasoljuk, hogy a jövőbeli hasonló támogatási kiírások esetében feltételként legyen szabva mindkettő kiépítése:

- DSR kiépítése a bevont fogyasztói kör rugalmassági képességgel bíró berendezéseire vonatkozóan.
 - A DSR vezérlés kiépítése lehet akár önmagában egy támogatandó tétel, pl. csak erre vonatkozzon a kiírás.
- A tárolók kiépítésének támogatásánál javasolt, hogy:
 - Minimum 4 órás tárolók kerüljenek előírásra, a jelenlegi 2 órás elvárás helyett.
 - Mindegy, hogy központi, vagy decentralizált kiépítés történik, ne legyen egyik se preferált a másikhoz képest.
 - A tárolóépítést egészítse ki egy a decentralizált tárolókat, vagy a központi tárolót és a termelést és fogyasztási helyeket optimalizáltan vezérlő rendszer kiépítése. Erre érdemes külön támogatási keretet biztosítani.
 - Akár az is lehet egy külön irány, hogy a most a Napenergia Plusz programban kiépítésre kerülő decentralizált tárolók közösségi optimalizációjára szerveződő közösségek kapjanak célzott támogatást a szükséges vezérlési, informatikai infrastruktúra kiépítésére.

Ami a területi kiterjedést illeti, a PV integrációs képesség, ahogy az a modellezés felépítéséből és eredményeiből is látható volt, azt követeli meg, hogy a közösségi energia projekt egy adott körzeten belül legyen, azaz egy KIF transzformátor körzetben. Azt javasoljuk, hogy az ilyen jellegű projektek kapják a legnagyobb mértékű támogatást. Természetesen lehetnek országos szintű energiaközösségi projektek is, amelyeket szintén érdemes lehet támogatni más szempontok miatt, ugyanakkor azoktól ezt a pozitív hatást nem remélhetjük, amennyiben ez a hatás a szakpolitika számára fontos, akkor az ilyen lokális működés előírása is egy támogatási feltétel kell, hogy legyen.

Annak érdekében pedig, hogy a helyben fogyasztás legyen a közösségi tevékenység fókusza, ne pedig túlméretezett termelőegységeket létesítsenek a közösségek, a támogatási kiírásban érdemes kikötni egy magas, pl. 80%-os helyben fogyasztási arányt is.

Végül a meddőenergia gazdálkodásban való aktív részvétel is a támogatási kiírás feltételeként megfogalmazható, hiszen a közösségnek már a kiépítéskor terveznie kell ezzel a tevékenységgel. Ugyanakkor mivel meddőzéskor jelentős termelésveszteség képződik akár azért, mert kisebb PV kapacitást lehet meddőzés mellett kiépíteni, akár azért, mert a működés során PV termelést kell eldobni, ezt az irányt általánosan nem javasoljuk, csak az elosztókkal egyeztetett esetekben.

V.2. Termelés átvétel támogatása

A nemzetközi példákból látható volt, hogy több ország a termelésre is nyújt külön támogatást, akár a megújulótámogatási rendszeren belül nyújtott előnyök révén, akár célzottan a közösségi termelésre adnak plusz támogatást a helyben fogyasztási arányhoz kötötten, vagy közvetlenül a helyben fogyasztott mennyiségre.

Az energiaközösségek PV integrációs tevékenységét a megújulótámogatási rendszeren belül nyújtott előnyök nem tudják ösztönözni, hiszen ebben az esetben a termelés értékesítése piacon, vagy kötelező átvétel keretében történik, nem a helyben fogyasztás ellátására fordítódik. Ugyanakkor javasoljuk annak megfontolását, hogy egy KIF körzeten belül, vagy egy NAF/KÖF transzformátorállomás körzetében elhelyezkedő, azaz lokális energiaközösség esetében a helyben fogyasztás után maradó termelésre prémium jellegű támogatás kerüljön kialakításra. A támogatás nyújtásának feltétele egy magas közösségi önfogyasztási arány elérése kell, hogy legyen, pl. 80% havi szinten. Egy ilyen támogatási forma nagyon erős ösztönzést nyújthat a termelés helyben elfogyasztására. Gyakorlatilag egy bónuszként lehet elképzelni, ha a közösség elérte a magas helyben fogyasztási arányt, akkor a maradó, tipikusan alacsony árú termelésen jobb árat realizálhat, mint a piaci értéke. Ráadásul egy ilyen rendszer arra is ösztönzi az energiaközösségeket, hogy a termelői kapacitásokat a helyi fogyasztási mennyiséghez igazítsák, ne méretezzék túl a termelést.

V.3. Csatlakozás

Magyarországon az elindult energiaközösségi pilot projektek jó része elakadt a csatlakozásnál, ugyanis pont akkor kezdtek volna bele a termelői kapacitások kiépítésébe, amikor a hazai rendszer időjárásfüggő szempontból telítődött, az új csatlakozási engedélyek kiadása leállt. Közel három évig nem került sor új csatlakozási engedélyek kiosztására a közép- és nagyfeszültségű hálózaton, majd aztán azoknak a naperóműveknek az esetében, amelyek az új csatlakozási eljárás során csatlakozási lehetőséget kaptak, további négyéves várakozási időt írtak elő a csatlakozásig. A kisméretű hálózaton csatlakozni kívánó projektek is akadályba ütköztek, ugyanis a körzeteket elkezdték zárolni, ami azt jelentette, hogy a felhasználói pont mögött csatlakoztatott PV-k nem táplálhattak a hálózatra, így a közösségi energia tevékenység kiépítése ellehetetlenült.

A modellezési eredmények rámutattak arra, hogy amennyiben közösségi koordináció keretében történik a PV termelés felhasználása, sokkal kevésbé megterhelő az a hálózatra nézve, mint egy stand alone PV. Így azt javasoljuk, hogy a csatlakozási folyamatban a közösségi energia projektek keretében működtetendő PV egységek számára legyen lehetőség a hamarabbi csatlakozásra. Természetesen ezt a kedvezményes elbírálási lehetőséget ne azért kapja a projekt, mert felmutat egy cégjogi papírt a

közösségi energia szerveződésről, hanem konkrét villamosenergiarendszerbeli működés vállalásáért. Ilyen lehet például:

- egy új típusú rugalmas csatlakozás vállalása, amely keretében azt vállalja a közösség, hogy a hálózatüzemeltető által megjelölt időszakokban a közösségi energia projekt körzetéből nem exportálódik villamos energia a mögöttes hálózatba
- további vállalás lehet magára a közösségi naperőműre, illetve tárolói és DSR berendezésekre vonatkozóan, hogy azok a PV és tároló korábbi csatlakoztatásáért cserébe részt vesznek a DSO által szervezett elosztói rugalmassági piacon
- illetve magára a közösségi PV és a tároló berendezésre külön-külön vállalhatnak rugalmas csatlakozást, amely során a DSO által megjelölt időszakokban a berendezések nem táplálóknak a hálózatra, vagy csak korlátozottan teszik azt

V.4. Rugalmassági piacok kialakítása, kis méretű szereplők bevonása

Az időjárásfüggők által okozott lokális hálózati problémák (feszültségproblémák és szűkületek) kezelésére az uniós szabályozás által kijelölt fő irány a helyi rugalmassági piacok szervezése. Az elosztói rugalmassági piacok kiépítése már itthon is elindult, egyelőre pilot projektek vannak, de két-három éven belül várhatóan a lokális piacok szervezése egy elterjedt gyakorlat lesz itthon is a feszültségszabályozásra és a szűkületek kezelésére. A lokális energiaközösségek az ilyen elosztói rugalmassági piacokon való részvétel révén is tudják majd támogatni az időjárásfüggő termelői kapacitások integrációját. Ehhez egyrészt arra van szükség, hogy a közösségek rugalmassági képességeket fejlesszenek vezérlési és monitoring rendszer kialakításával, rugalmassági berendezések (tárolók, autótöltők, hőszivattyúk, bojlerok, és a PV termelés) bevonásával. Másrészt az is fontos, hogy a rugalmassági piacok szabályrendszerének kialakítása során a kisméretű berendezések részvétele is biztosított legyen, ne érje őket hátrányos megkülönböztetés. A kialakítás alatt lévő Demand Response Network Code, amely minden tagállamra érvényes lesz, többek között ezt hivatott majd biztosítani. Ezekon a piacokon az energiaközösségek aggregátori szerepkörben fogják majd a közösség berendezéseinek rugalmassági képességeit összevonni, és felajánlani. Ezért az aggregátorok piaci részvételének kialakítása is szükséges. Ebben az irányban is történt fejlődés itthon, de a független aggregátori szerepkörhöz szükséges szabályozási környezet még hiányzik. Végül ahhoz, hogy az elosztók rugalmassági piacokon szerezzék be a szükséges rugalmassági igényüket egyéb alternatívák helyett, ahhoz a rájuk vonatkozó ösztönzőrendszer, az elosztói árszabályozás rendszerét is újra kell itthon gondolni.

Így ezen a téren leginkább szabályozási feladatok vannak, amelyek irányát az uniós szabályozás már kijelölte, az implementáció viszont még hátra van. Addig is az V.1. pontban tett javaslatainkkal összhangban érdemes a lokális energiaközösségek rugalmassági képességeinek kiépítését támogatni. Akár úgy, hogy a KIF hálózaton már most zárolt körzetekre külön ilyen jellegű támogatás kerüljön meghirdetésre, és amennyiben ennek hatására felállnak ilyen lokális energiaközösségek, pilot lokális rugalmassági piac mellett megpróbálni a zárolás feloldását például úgy, hogy az új PV-knek kötelező az energiaközösségbe lépni.

V.5. Tarifarendszer

A nemzetközi gyakorlatból az rajzolódott ki, hogy a tagországok aszerint adnak kedvezményt a közösségek energiamegosztására, hogy mekkora a közösség kiterjedtsége a hálózaton. A logika az volt, hogy a nem érintett nagyobb feszültség szintek díjtételeit elengedték. Ehhez képest a közösségi energia projektek számára kialakított francia speciális díjrendszer már összetettebb megoldás, nem csupán egy kedvezményt nyújt a forgalmi díjrészből, hanem úgy lett meghatározva, hogy minél nagyobb helyben fogyasztásra ösztönözzön, amennyiben alacsony a közösségi önfogyasztás, a közösség számára drágább a rendszerhasználat, mint a sima tarifarendszerben.

A modellezés majd a költség-haszon elemzés során azt elemeztük, hogy a KIF körzeten belül működő közösségi energia formációknak milyen mértékű lehet a pozitív hálózati hatása, és ezt milyen díjrendszerrel lehet ösztönözni, mi ennek a költsége, haszna.

Az eredmények alapján úgy gondoljuk, hogy ahelyett, hogy a meglévő tarifából nyújtanánk kedvezményt a forgalmi díjtételből a megosztott mennyiségre, a francia megoldáshoz hasonlóan külön energiaközösségi díjrendszert érdemes létrehozni a megosztásban résztvevő rendszerhasználókra, az alábbi elemekkel:

- A megosztott részre nulla forgalmi rendszerhasználati díj annak érdekében, hogy a közösségi optimalizációt ösztönözze az egyéni helyett.
- A megosztáson kívüli vételezésre zónaidős forgalmi díjat érdemes kialakítani, hogy a csúcsidejéről való fogyasztás áttérését minél inkább ösztönözze.
- Végül a tarifarendszernek fontos eleme, a fix díj, amely a megosztási részen kieső RHD bevételt kompenzálja úgy, hogy a mennyisége meghatározásakor figyelembevételre kerülnek a lokális közösségi energia projektek pozitív rendszerhasznai is. Így a modellezés alapján a fix díj révén a megosztáson nyújtott kedvezmény legfeljebb 15-48%-át kell beszedni.
 - Ez a fix díj a megosztásban résztvevő rendszerhasználók hálózati kiterjedése szerint is differenciált, hiszen a hálózati hasznok is eltérnek, minél nagyobb a hálózati kiterjedtsége az energiamegosztásnak, annál kisebb a pozitív hatása, így annál nagyobb fix díjat kell fizetni.
- Egy NAF/KÖF körzeten túlnyúló közösségi energia projektekre vonatkozóan pedig már egyáltalán nem is javasoljuk ennek a speciális energiamegosztási tarifarendszernek az alkalmazási lehetőségét.

Azaz úgy gondoljuk, hogy a legelterjedtebb nemzetközi gyakorlattal ellentétben az egyszerű megosztási kedvezmény nyújtása helyett külön speciális energiamegosztást támogató energiaközösségi tarifarendszer kialakítása szükséges. A forgalmi díjkedvezmények mellett ugyanis az egyéni optimalizáció továbbra is vonzóbb lesz a közösségi optimalizációhoz képest, csak a teljesen nulla forgalmi díj mellett lesz a közösségi optimalizáció igazán vonzó, amely révén pedig ahogy a modellezési eredmények mutatták, a meglévő infrastruktúra használata is sokkal hatékonyabban hasznosítható.

Irodalomjegyzék

ACER (2023): Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe

Kaderják P. – Szolnoki P. – Lengyel B. (2024): Energiagazdálkodás: Az első közzétételi eljárás tapasztaltai – Hogyan alakultak a csatlakozási lehetőségek a napos, a hibrid és a tárolói projektek számára

Climate Action Network (2024) France's solar rooftop country profile <https://caneurope.org/content/uploads/2024/04/France-Residential-Rooftop-Solar-Country-Profile.pdf>

Demars, Pierre-Thomas (2023) Collective self-consumption, principles and state of the art in France Enciclopédie de l'énergie <https://www.encyclopedie-energie.org/en/collective-self-consumption-principles-and-state-of-the-art-in-france/>

Energy Community Repository (2023) Overview of policy Framework https://circabc.europa.eu/ui/group/8f5f9424-a7ef-4dbf-b914-1af1d12ff5d2/library/2d6720f5-b474-4c3c-90fc-a900fe605e9d?p=3&n=10&sort=modified_DESC

Energy Community Repository () Energy sharing for energy communities https://base.socioeco.org/docs/511ce125-deef-4f8f-ac0c-fe3d0c50012e_en.pdf

Ravetto Associés (2024) PV in the tertiary and sector and small industry: self consumption and storage [https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://energie-fr-de.eu/fr/manifestations/lecteur/salon-intersolar-europe-2024-side-event-sur-le-pv-dans-le-secteur-tertiaire-et-la-petite-industrie.html%3Ffile%3Dfiles/ofaenr/03-salons-interventions/2024/240620 Intersolar/Presentations/02 Claire Bretheau Ravetto DFBEW OFATE.pdf&ved=2ahUKEwj-5anp6ZyJAxWKhf0HHbIRDnAQFnoECBMQAQ&usq=AOvVaw31KIJnphG0J4swwp635pZB](https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://energie-fr-de.eu/fr/manifestations/lecteur/salon-intersolar-europe-2024-side-event-sur-le-pv-dans-le-secteur-tertiaire-et-la-petite-industrie.html%3Ffile%3Dfiles/ofaenr/03-salons-interventions/2024/240620%20Intersolar/Presentations/02%20Claire%20Bretheau%20DFBEW%20OFATE.pdf&ved=2ahUKEwj-5anp6ZyJAxWKhf0HHbIRDnAQFnoECBMQAQ&usq=AOvVaw31KIJnphG0J4swwp635pZB)

REScoop (2022) Transposition tracker – Enabling Framework and Support Schemes <https://www.rescoop.eu/policy/transposition-tracker/enabling-frameworks-support-schemes>

Sibelga (2024) The Principle of energy sharing <https://www.sibelga.be/en/connections-meters/renewable-energy/energy-sharing/energysaring-principles>

