

Nemzeti rugalmasság jelentés (FNA)

2026

MAVIR Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító ZRt.

Budapest, 2026

TARTALOMJEGYZÉK

RÖVIDÍTÉSJEGYZÉK.....	4
1. VEZETŐI ÖSSZEFOGLALÓ	6
1.1. FŐ MEGÁLLAPÍTÁSOK	6
1.2. FŐ MEGÁLLAPÍTÁSOK ÉRTELMEZÉSE	8
1.3. PIACI KORLÁTOK ÉS AZOK FEOLDÁSA, ÖSZTÖNZŐK	10
2. BEVEZETÉS	13
2.1. AZ ELEMZÉS CÉLJA ÉS KERETEI	13
2.2. JOGSZABÁLYI HÁTTÉR.....	13
2.3. JELENTÉS KIDOLGOZÁSÁBAN RÉSZT VEVŐ SZERVEK	14
2.4. FŐBB FOGALMAK.....	15
3. MÓDSZERTAN	17
3.1. FELHASZNÁLT ADATOK KÖRE	17
3.2. VIZSGÁLATI ÉVEK	17
3.3. MODELLEZÉSI MÓDSZERTAN	17
4. SZCENÁRIÓK ÉS FELTÉTELEZÉSEK	21
4.1. SZCENÁRIÓK.....	21
4.1.1. Szcenáriók a rendszerrugalmassági igény számításához	21
4.1.2. Szcenáriók a hálózati rugalmassági igény számításához.....	22
4.2. RES INTEGRÁCIÓS CÉLSZÁM	23
4.3. RUGALMAS FORRÁSOK	24
5. RUGALMASSÁGI IGÉNYEK	26
5.1. RENDSZERRUGALMASSÁGI IGÉNYEK	26
5.1.1. RES integráció miatti rugalmassági igények	26
5.1.2. Teljesítményváltoztatási rugalmasság	34
5.1.3. Rövid távú rugalmasság.....	57
5.2. HÁLÓZATI RUGALMASSÁGI IGÉNYEK	87
5.2.1. Elosztóhálózati rugalmassági igények	87
5.2.2. Átviteli hálózati rugalmassági igények	98
5.3. SZINTÉZIS	99
6. PIACI KORLÁTOK ÉS DIGITALIZÁCIÓ	102
6.1. PIACI KORLÁTOK, AZOK FEOLDÁSA ÉS ÖSZTÖNZŐK	102
6.1.1. Az új belépők és kis szereplők piacra lépésének jogi akadályai.....	103
6.1.2. A rugalmasság biztosítását elősegítő tényezők és ösztönzők hiánya	114
6.1.3. A kiegyenlítő szolgáltatások nyújtására vonatkozó korlátozó követelmények (helyi, szabványos és egyedi termékek)	119
6.1.4. A szűkületkezelés biztosítására vonatkozó korlátozó követelmények	124
6.1.5. Bonyolult, hosszadalmas és diszkriminatív adminisztratív követelmények.....	130
6.1.6. A rendszerüzemeltetők számára hiányoznak-e a szabályozási ösztönzők a vezetékek nélküli alternatívák mérlegelésére.....	133
6.2. ÖSSZEFOGLALÁS.....	136
6.3. DIGITALIZÁCIÓ.....	151

6.3.1.	Digitalizáció az átviteli hálózaton.....	151
6.3.2.	Digitalizáció az elosztói hálózaton	152
7.	ÖSSZEFOGLALÁS	156
	ÁBRAJEGYZÉK.....	162
	TÁBLÁZATJEGYZÉK.....	164
1.	SZÁMÚ MELLÉKLET – PIACSZIMULÁCIÓS MODELL RÉSZLETES LEÍRÁSA	166
2.	SZÁMÚ MELLÉKLET – RÉSZLETES STATISZTIKÁK (EXCEL).....	168
3.	SZÁMÚ MELLÉKLET – FNA COMMON DATA TEMPLATE (EXCEL)	168

Rövidítésjegyzék

Rövidítés	Jelentés
ACER	European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators
aFRR	automatic frequency restoration reserve
ATC	available transmission capacity
CCGT	combined cycle gas turbine
DA	day-ahead
DÉDÁSZ	E.ON Dél-Dunántúli Áramhálózati Zrt.
DÉMÁSZ	MVM Démász Áramhálózati Kft.
DNDP	distribution network development plan
DSO	distribution system operator
DSR	demand side response
ED	economic dispatch
ÉDÁSZ	E.ON Észak-Dunántúli Áramhálózati Zrt.
ELMŰ	ELMŰ Hálózati Kft.
ÉMÁSZ	MVM Émász Áramhálózati Kft.
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ERAA	european resource adequacy assessment
EVA	economic viability assessment
FCR	frequency containment reserve
FNA	flexibility needs assessment
FRR	frequency restoration reserve
GAM	generalized additive model
HFT	Hálózatfejlesztési Terv
ID	intra-day
IGCC	International Grid Control Cooperation
KÁT	kötelező átvételi rendszer
MARI	manually activated reserves initiative
MAVIR	Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zrt.
MC	Monte Carlo
MEKH	Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal
mFRR	manual frequency restoration reserve
NEKT	Nemzeti Energia- és Klímaterv
NRAA	national resource adequacy assessment
OCGT	open cycle gas turbine
P2H	power-to-heat
P2X	power-to-x
PECD	Pan-European Climate Database
PEMMDB	Pan-European Market Modelling Database
PICASSO	Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation
PV	photovoltaic
RES	renewable energy source
RIR	rendszerirányítói-menetrendmódosítás
RT	real time
SP	summer peak
TITÁSZ	OPUS TITÁSZ Zrt.
TSO	transmission system operator
TV	természetviselkedés
TYNDP	ten-year network development plan
VER	villamosenergia-rendszer
VOLL	value of loss load
WP	winter peak
WS	weather scenario

Jogsabály, szabályzat	Rövidítés
AZ EURÓPAI PARLAMENT ÉS A TANÁCS (EU) 2019/943 RENDELETE (2019. június 5.) a villamos energia belső piacáról	EMDR
AZ EURÓPAI PARLAMENT ÉS A TANÁCS (EU) 2019/944 IRÁNYELVE (2019.június 5.) a villamos energia belső piacára vonatkozó közös szabályokról és a 2012/27/EU irányelv módosításáról	EMD
AZ EURÓPAI PARLAMENT ÉS A TANÁCS (EU) 2018/2001 IRÁNYELVE (2018. december 11.) a megújuló energiaforrásokból előállított energia használatának előmozdításáról	RED
A Bizottság (EU) 2017/2195 rendelete (2017. november 23.) a villamos energia kiegyenlítő szabályozására vonatkozó iránymutatás létrehozásáról	EB GL
A BIZOTTSÁG (EU) 2017/1485 RENDELETE (2017. augusztus 2.) a villamosenergia-átviteli hálózat üzemeltetésére vonatkozó iránymutatás megalkotásáról	SO GL
Az EBGL 20. és 21. cikke szerinti európai platformok végrehajtási keretei	aFRRIF, mFRRIF
Az EBGL 25. cikke (2) bekezdésének megfelelően a frekvencia-visszaállítási tartalékok és a pótlólagos tartalékok kiegyenlítési kapacitásának standard terméklistájára vonatkozó módszertan	SPBC
Network Code on Demand Response (tervezet)	NC DR
A villamos energiáról szóló 2007. évi LXXXVI. törvény	VET
273/2007. (X. 19.) Korm. rendelet a villamos energiáról szóló 2007. évi LXXXVI. törvény egyes rendelkezéseinek végrehajtásáról	VET Vhr.
Magyarország Helyreállítási és Ellenállóképességi Tervében szereplő energetikai tárgyú vállalatok teljesítéséhez szükséges törvények módosításáról szóló 2026. évi XXXVI. törvény	VET módosítás
Nemzetközi Üzemi és Kereskedelmi Szabályzat	NÜKSZ
Kereskedelmi Szabályzat	KSZ
Üzemi Szabályzat	ÜSZ

1. Vezetői összefoglaló

Az Európai Parlament és a Tanács (EU) a villamos energia belső piacáról szóló 2019/943 rendelete (a továbbiakban: EMDR) 19e. cikke alapján minden Tagállam köteles a villamosenergia-piaci ENTSO (a továbbiakban: ENTSO-E) és az EU DSO Entity által kidolgozott és az az Energiaszabályozók Európai Unió Együttműködési Ügynöksége (a továbbiakban: ACER) által jóváhagyott módszertan szerint 2026.07.25-ig kidolgozni nemzeti rugalmassági jelentését (Flexibility Needs Assessment, a továbbiakban: FNA). A jelentés elkészítéséért az arra kijelölt szerv felelős, Magyarország esetén a 2007. évi LXXXVI. villamos energiáról szóló törvény (a továbbiakban: VET) alapján ez az átviteli rendszerirányító (a továbbiakban: MAVIR vagy TSO). A jelentés tartalma a Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal (a továbbiakban: MEKH) és az elosztói engedélyesek részvételével közösen került kidolgozásra. Az FNA jelentésnek összhangban kell lennie az erőforrások megfelelőségének európai szintű értékelésével (a továbbiakban: ERAA) vagy az erőforrások megfelelőségének nemzeti szintű értékelésével (a továbbiakban: NRAA), valamint az átviteli és elosztói hálózattervezési tervvel (a továbbiakban: HFT és DNDP).

A villamosenergia-rendszer (a továbbiakban: VER) rugalmassági igényei az alábbiak szerint kerültek vizsgálatra:

- a megújuló (RES) integráció miatti rugalmassági igény azt vizsgálja, hogy integrálható-e a terhelés- és termelésoldali prognózisok alapján a NEKT szerinti megújuló termelés a VER-be,
- a teljesítményváltoztatási rugalmassági igény azt vizsgálja, hogy rendelkezik-e a VER a maradó terhelés órás változékonyságának lekövetéséhez szükséges fel és le irányú rugalmassági képességekkel másnapi időtávon, figyelembe véve a határkeresztező rugalmassági potenciált is,
- a rövid távú rugalmassági igény azt vizsgálja, hogy rendelkezik-e a VER a maradó terhelés előrejelzési hibájának kezeléséhez szükséges fel és le irányú rugalmassági képességekkel különböző (másnapi és valós idő közötti) időtávokon, figyelembe véve a határkeresztező rugalmassági potenciált is, és
- amennyiben valamely rendszerszintű rugalmasság esetén hiány azonosítható, az milyen eszközökkel kezelhető,
- a hálózati rugalmassági igény a hálózati okokból szükséges rugalmasságot vizsgálja, túlterhelődések és feszültségproblémák megelőzése/megoldása érdekében, átviteli- vagy elosztóhálózati szinten,
- értékelésre kerülnek a piaci rugalmasság útjában álló akadályok, megfogalmazásra kerülnek azok csökkentését célzó releváns intézkedések és ösztönzők, továbbá értékelésre kerülnek a hálózatok digitalizálásában rejlő lehetőségek.

Az első jelentés az ERAA-ban vizsgált sarokévek közül legalább kettőt kell tartalmazzon, melyek közül az egyik az uniós energiapolitikai célévek egyike. Az ENTSO-E és az EU DSO Entity iránymutatása értelmében ez a vizsgálati év 2030. A hálózati engedélyesek által választott másik sarokév az ERAA vizsgálati évekhez és a HFT 2025-höz igazodva 2035.

A módszertan alapján a VER rugalmassági igényeinek különböző típusai átfogó, ún. iránymutató kritériumok mentén kerülnek összefoglalásra. Ezek az iránymutató kritériumok biztosítják a tagállamok számára azt az alapot, mely alapján meghatározhatják a nem fosszilis alapú rugalmasságra vonatkozó indikatív nemzeti célkitűzéseiket, és azokat a Nemzeti Energia- és Klímateerveikben (a továbbiakban: NEKT) rögzíthetik.

1.1. Fő megállapítások

A rendszerrugalmassági igények értékelése az ERAA 2025 referencia forgatókönyve alapján készült, annak három típusa saját, összeurópai, valószínűségi (Monte Carlo, a továbbiakban: MC) alapú piacszimulációs modell eredményei alapján került elemzésre. A prognózisok közép- és hosszú távon jelentős naperőművi (14 GW) és szélerőművi (1,6 GW) felfutással számolnak a fogyasztás növekedése

mellett, ami jelentős hatást gyakorol a VER rugalmassági igényeire. A forrásoldali változásoknak további lényeges eleme 3 új kombinált ciklusú gázermű (CCGT) létesítése középtávon, illetve Paks II. üzembevétele hosszú távon. Az ERAA prognózisai már középtávon közel 500 MW fogyasztói rugalmasság, valamint 1600 MW ipari villamosenergia-tároló megjelenését is feltételezik.

Az átviteli- és elosztóhálózati rugalmassági igények meghatározása a HFT 2025 szerinti adatokból indul ki. Az átviteli hálózat fejlesztési elveivel összhangban sem fel irányú, sem le irányú átviteli hálózati rugalmassági igény nem került azonosításra. Az elosztói hálózati rugalmassági igények a rugalmas csatlakozási szerződések szerinti üzemviteli korlátos erőművek várható korlátozásának becslésén keresztül kerültek kiszámításra. A piaci alapú, elosztói rugalmassági platformokon keresztül igénybe vett rugalmasság a jelenlegi pilot fázis tapasztalatai alapján, kellő érettség után növelheti a fel és le irányú elosztóhálózati rugalmassági igényeket is.

A számítások eredményét a fő iránymutató kritériumok alapján az 1. táblázat foglalja össze.

1. táblázat: A VER rugalmassági igényei

Indikátor	Rész indikátor		2030	2035
RES integráció miatti rugalmasság	RES integrációs célszám	MWh	3 239 447	3 000 950
	RES termeléskorlátozás mértéke	MC átlag MWh	652 827	921 609
	hiány mértéke	átlag MWh	0	0
fel irányú teljesítményváltóztatási rugalmasság	igény mértéke (x>0)	átlag MW	709	759
		maximum MW	3 206	3 471
	hiány mértéke (x>0)	átlag MW	240	216
		maximum MW	1 998	1 576
	hiányeseményhez tartozó energia összesen	MC átlag MWh	35 546	22 139
	hiánnyal érintett órák száma összesen	MC átlag h	148	102
	hiányesemény hossza	átlag h	1,3	1,2
	hiányesemények közötti intervallum átlagos hossza	átlag h	55,3	82,6
le irányú teljesítményváltóztatási rugalmasság	igény mértéke (x>0)	átlag MW	551	591
		maximum MW	3 150	3 428
	hiány mértéke (x>0)	átlag MW	257	516
		maximum MW	806	1452
	hiányeseményhez tartozó energia összesen	MC átlag MWh	81	792
	hiánnyal érintett órák száma összesen	MC átlag h	0,3	1,5
	hiányesemény hossza	átlag h	575,7	252,3
	hiányesemények közötti intervallum átlagos hossza	átlag h	1,1	1,1
fel irányú teljes rövid távú rugalmasság	igény mértéke (x>0)	átlag MW	3228	3643
		maximum MW	6810	7290
	hiány mértéke (x>0)	átlag MW	1 434	1 282
		maximum MW	5 595	5 812
	hiányeseményhez tartozó energia összesen	MC átlag MWh	13 709	7 619
	hiánnyal érintett órák száma összesen	MC átlag h	1 789	1 339
	hiányesemények várható óraszám	MC átlag h	1,0	8,5
	hiányesemény hossza	átlag h	3,4	3,0
le irányú teljes rövid távú rugalmasság	igény mértéke (x>0)	átlag MW	1763	1993
		maximum MW	4130	4440
	hiány mértéke (x>0)	átlag MW	313	249
		maximum MW	1 363	1 405
	hiányeseményhez tartozó energia összesen	MC átlag MWh	4,6	4,6
	hiánnyal érintett órák száma összesen	MC átlag h	6	7
	hiányesemények várható óraszám	MC átlag h	0,011	0,011
	hiányesemény hossza	átlag h	1,6	1,2
fel irányú elosztóhálózati rugalmassági igény	teljes éves energiaigény	MWh	0	0
le irányú elosztóhálózati rugalmassági igény	teljes éves energiaigény	MWh	43 168	43 149
	relevancia kritérium (RES termeléskorlátozás 10%-a)	MWh	65 283	92 161

Az iránymutató kritériumok alapján:

- A NEKT szerinti megújuló integrációs célszámok a várható terhelési és forrásoldali prognózisok mentén minden vizsgálati évben teljesülnek, így nem került azonosításra RES integráció miatti rugalmassági hiány.
- A VER-ben a maradó terhelés órás változékonyságának kezelésére fel irányban nem lesz elegendő eszköz az import konzervatívabb figyelembevétele mellett. A terhelési és a naperőművi termelési profilhoz illeszkedve fel irányú képességre két lokális csúcsban van szükség, a reggeli órákban, valamint a délutáni-esti csúcsban.
- A VER képessége a maradó terhelés órás változékonyságának kezelésére le irányban jobb, az export hatékonyan csökkenti a hiányos időszakok számát és mértékét.
- A VER-ben a maradó terhelés előrejelzési hibájának, valamint váratlan kiesések kezelésére fel irányban a másnapi (DA) és valós idő közötti időtávon (RT) sincs elegendő eszköz, a nagy hiányok bekövetkezésének valószínűsége azonban alacsony. A határkeresztező képességek jelentős mértékben csökkentik a fel irányú hiányokat.
- A VER képessége a maradó terhelés előrejelzési hibájának kezelésére le irányban a másnapi és valós idő közötti időtávon (DA-RT) kisebb hiányokat eredményez, az időjárásfüggő termelőket és az export képességeket igénybe véve közel elegendő eszköz állhat rendelkezésre.
- Az átviteli hálózat fejlesztési elveivel összhangban sem fel irányú, sem le irányú átviteli hálózati rugalmassági igény nem azonosítható.
- Az elosztóhálózati rugalmassági igények a rugalmas csatlakozási szerződések szerinti üzemviteli korlátozott erőművek várható korlátozásának becslésén keresztül kerültek kiszámításra. A figyelembe vett, közel 1,4 GW beépített teljesítményű, korlátozható naperőműves termelő várható korlátozása 43 GWh körüli, mely nem haladja meg a potenciális hazai naperőműves termelés 0,25%-át sem a prognosztizált fogyasztás 0,07%-át.

1.2. Fő megállapítások értelmezése

A megújuló energiaforrásokból termelt villamos energia hatékony integrálásának egyik mérőszáma a **RES integráció miatti rugalmassági igény**, ennek célfüggvénye a termeléskorlátozás NEKT szerinti célszámok teljesítéséhez szükséges mértékre való csökkentése. A prognózisok alapján a RES termeléskorlátozás mértéke az éves hazai fogyasztás körülbelül 1,5%-a, átlagosan 200 óra körül alakul a termeléskorlátozással érintett órák száma, a termeléskorlátozás mértéke nem haladja meg a kitűzött célszámot. Tekintettel arra, hogy a hálózati rugalmassági igényekből fakadó le irányú rugalmassági igények éves aggregált összege sem haladja meg a szimulációs eredmény 10%-át, nem volt szükséges az eredmények finomhangolása. A további le irányú rendszerszintű (teljesítményváltoztatási, rövid távú) hiányok, melyek szintén termeléskorlátozást eredményezhetnek – az első ciklusban – nem kerültek visszacsatolásra, de éves mértékük alapján nem várható a RES integrációs célszám túllépése. Új, nem fosszilis rugalmassági eszközök rendszerbe integrálásának vizsgálata a termeléskorlátozás csökkentése érdekében nem volt szükséges az első jelentés eredményei alapján.

A rendszerrugalmasság másik két típusa esetén azonosításra kerültek hiányok és így azok kezelésére alkalmas eszközök. A **teljesítményváltoztatási és rövid távú hiányok** kezelésére tett javaslatok a határkeresztező képességek korlátozott rendelkezésre állása szerinti forgatókönyvre vonatkoznak, a konzervatívabb megközelítés oka, hogy:

- az ERAA 2025 forrásoldali jövőképe nagymértékben épít mind a hagyományos, mind a megújuló erőművek esetén új egységekre, továbbá feltételez olyan üzemidő-hosszabbítási döntéseket, melyek beruházói oldalról nem megerősítettek,
- az ERAA 2025 jelentős határkeresztező bővítést feltételez már az első vizsgálati évre,

- a határkeresztező képesség optimista figyelembevételével elfedné a hazai rendszer rugalmassági fejlesztési igényeit, még annak ellenére is, hogy a határkeresztező képességek rendelkezésre állása a historikus, másnapi időtáv után rendelkezésre álló átviteli kapacitási (a továbbiakban: ATC) adatok alapján szűkítésre került. Emellett tartalmaz – az FNA módszertannak megfelelő – egyszerűsítéseket, mivel a külföldi, rugalmas képességet nyújtó források elérhetősége nem került modellezésre, illetve a kiegyenlítő szabályozási energiapiacokhoz köthető likviditási korlátok jelenleg a kiegyenlítőtelenség-nettósításhoz (a továbbiakban: IGCC) köthető ATC korlátokkal kerültek figyelembevételre, de a vizsgálati időtávokon a MARI és PICASSO platformokhoz köthető ajánlati vagy hálózati korlátok fogják meghatározni a valós import- és exportképességeket.

Közép- és hosszú távon a rendszerszintű rugalmassági igények kezelésére az alábbi eszközök lehetnek alkalmasak:

- **A fel irányú teljesítményváltoztatási hiányokat** elsősorban új képességek tudják hatékonyan kezelni, úgy, mint olyan fogyasztók, melyek a reggeli és esti csúcsban képesek fogyasztásukat csökkenteni, ideértve a P2X technológiákat, explicit és implicit DSR-t, valamint olyan tárolók, melyek a beépített teljesítmény vagy a tárolási potenciál (>2 óra) növelésével rendelkezésre tudnak állni kitérőre ezekben az órákban.
- A fentiekén túl kiemelten fontos, hogy minden olyan eszköz megvalósulása és rendszerben maradása szükséges a hiányok elkerüléséhez, mely az ERAA 2025 prognózisai alapján feltételezett, így a képességek meghatározó részét biztosító gáz- és olajtüzelésű erőművi portfólió (új és meglévő) és a feltételezett ipari akkumulátoros villamosenergia-tárolók.
- **A le irányú teljesítményváltoztatási hiányokat** az export hatékonyan csökkenti, a fennmaradó hiányok kezelése a rövid távú hiányok fedezésére alkalmas eszközökkel (ld. lentebb) javasolt.
- **A fel irányú rövid távú hiányok kezelése** kiemelten fontos, hogy elsősorban nagykereskedelmi piaci alapon működő, érzékeny eszközök igénybevételevel történjen. Szükséges, hogy a piaci szereplők a menetrend-módosítások időtávján kezeljék a napközbeni időszakban jelentkező hiányokat, így azok nem a TSO időtávján, a TSO által elérhető eszközökkel kell megszüntetésre kerüljenek, amelyeket tarifában, vagy kiegyenlítőenergia-díj formájában a rendszerhasználóknak kell megfizetniük.
- Ezek az eszközök olyan fogyasztók, melyek a napközbeni órákban képesek fogyasztásukat csökkenteni, ideértve a P2X technológiákat, explicit és implicit DSR-t, valamint olyan tárolók, melyek az ID piac jelzései alapján aktívan tudják változtatni arbitrázs ciklusait, illetve a tárolási potenciál (>2 óra) növelésével a napközbeni órákban is rendelkezésre tudnak állni kitérőre.
- A fentiekén túl a rövid távú fel irányú hiányok esetén is kiemelten fontos az ERAA 2025 prognózisai alapján feltételezett képességek megléte (gáz- és olajtüzelésű erőművek, ipari akkumulátoros villamosenergia-tárolók).
- A TSO időtávján már csak gyorsan indítható, biztosan rendelkezésre álló eszközök, rugalmasan leállítható fogyasztók, illetve a MARI és PICASSO platformok révén – a szükséges rendelkezésre álló határkeresztező kapacitás feltételezésével – elérhető kiegyenlítő szabályozási energia állhat rendelkezésre.
- **A le irányú rövid távú hiány** az időjárásfüggő termelők érzékenységeinek növelésével (KÁT, METÁR), illetve a TSO időtávján a kiegyenlítő szabályozásba való bevonásával (akkreditáció, szabályozási energiapiac) kezelhető.
- A rugalmassági igények lefedéséhez fontos, hogy a megfelelő határkeresztező kapacitások rendelkezésre álljanak, ehhez szükséges nemcsak a már tervezett határkeresztező projektek megvalósítása, hanem az áramlássalapú kapacitásszámítás során a hazai import- és exportképességet leggyakrabban korlátozó szűkületek szisztematikus feloldása is, ami külföldi átviteli hálózati elemeket is érint.

A javasolt eszközök tekintetében érdemes szem előtt tartani az ERAA 2025 és a legfrissebb HFT prognózisok és energiapolitikai döntések közötti eltéréseket:

- mindkét scenárió központi eleme a 3 új CCGT megvalósulása, ezek azért képesek nagymértékű fel irányú rugalmasságot biztosítani, mert a nagykereskedelmi villamosenergia-piaci prognózisok alapján alacsony munkaponton üzemelnek, mely gazdasági életképességüket nagymértékben befolyásolhatja,
- olyan rugalmas fogyasztók is részét képezik a képességeknek, melyek összességében ugyan kis részét jelentik a VER teljes rugalmassági potenciáljának (500 MW körül), de a prognózisoktól való elmaradás növelni fogja a hiányokat, a rugalmas fogyasztók megjelenése szempontjából kulcsfontosságú a piaci és technikai korlátok felszámolása (okosmérés, rugalmas árú fogyasztási szerződések),
- az ipari villamosenergia-tárolói prognózisok jelentősen magasabbak az ERAA 2025-ben megjelenő értékeknél az ismert igények alapján (konzervatív 2902 MW/5803 MWh, illetve optimista 4900 MW/9799 MWh), de a megvalósuló tárolók kapcsán tett legfontosabb megállapítás az, hogy ezeknek a DA és kiemelten az ID piacon végzett, tisztán piaci (működési támogatás nélküli) viselkedése tudja megteremteni a szükséges órák rugalmassági képességét,
- a várható szélerőművi felfutás (addicionális 4 GW üzembe lépése 2030-tól kezdődően) növelni fogja az éjszakai órák rugalmassági igényeit, ezt le irányban kompenzálni tudja, ha ezek érzékeny, tisztán piaci alapú erőművekként létesülnek.

1.3. Piaci korlátok és azok feloldása, ösztönzők

A piaci korlátok az ACER által megadott szempontrendszer szerint kerültek felmérésre. Több akadály került azonosításra, melyekre vonatkozóan számos intézkedési javaslat került megfogalmazásra. A Hivatal 2026.09.28-án kelt, VFE0/1161-2/2026 iktatószámú tényállás tisztázása során felkérte a MAVIR-t a Magyarország Helyreállítási és Ellenállóképességi Tervében szereplő energetikai tárgyú vállalások teljesítéséhez szükséges törvények módosításáról szóló 2026. évi XXXVI. törvény (a továbbiakban: VET módosítás), valamint a kapcsolódó részletszabályok rendelkezéseinek átvezetésére, valamint a piaci korlátok feloldására vonatkozó javaslatok kiegészítésére, melyek kék színnel jelölve kerültek megjelölésre az alábbiakban:

- Az új belépők és kis szereplők piacra lépésének jogi akadályainak egy része jogszabályi, szabályzati szintű definíciók és keretek hiányából fakad/fakadt, ezek felszámolása egyrészt a magasabb szintű jogszabályokban, valamint a szolgáltatások részletszabályait tartalmazó ellátási szabályzatokban kezelésre került. A fennmaradó – például független aggregátorokra, aggregátor modellekre vonatkozó – korlátok felszámolása részét képezi Magyarország Helyreállítási és Ellenállóképességi Tervének, a VET módosítás keretében bizonyos elemek átvezetésre is kerültek.

Az új belépők és a kis szereplők piacra lépését segítené továbbá:

- A jogi szabályozási alapok tisztázása, ideértve a kereskedelmi engedélyezés és aggregátori tevékenység szabályozásának áttekintését, valamint az engedélyköteles, illetve nem engedélyköteles tevékenységek összehangolását (felügyeleti díjfizetési és adózási kötelezettséggel kapcsolatos kérdéseket is beleértve).
- A szabályozási célmodellek meghatározása, vagyis a hazai aggregációs célmodell(ek) meghatározásának előkészítése (az aggregátor, kereskedő, TSO-DSO szerep- és felelősségi köreinek meghatározása, különösen mérési, hálózathasználati, törzsadati, üzemelőkészítési és elszámolási szabályok kérdései).
- A transzparencia fejlesztése a piaci szereplők – másnapi, napközbeni, kiegyenlítő szabályozási, szűkületkezelési – piacokon való részvételének monitorozása révén (aggregátor, energiaközösség).

- Az energiamenedzsment képességek növelése, az ipari és kereskedelmi szegmensben a keresletoldali válasz (DSR) előtt álló strukturális problémák feltárása és megoldási javaslatok kidolgozása.
- A **rugalmasság biztosítását elősegítő tényezők és ösztönzők**, úgy, mint az okosmérés, valamint az árjelzés és időszakalapú villamosenergia-fogyasztási szerződések terén történtek előremutató lépések az elmúlt években, de azok korántsem teljes körűek. Az okosmérés elterjesztése (jogszabályi keretek és fizikai megvalósítás terén egyaránt), valamint a dinamikus árazású villamosenergia-szerződések elterjedését ösztönző szabályozások úgyszintén kiemelt részét képezik Magyarország Helyreállítási és Ellenállóképességi Tervének, egy részük a VET módosítás keretében már előtérbe került.
 - A fentiek mellett kiemelt jelentőségű a dinamikus árazású szerződések elterjedésének és gyakorlatának nyomonkövetése, továbbá elősegítené az okosmérők által lehetővé tett szolgáltatások elterjedését az okosmérés vonatkozásában javasolt hazai célszám meghatározása, az uniós törekvésekkel összhangban.
 - Hasonlóan jelentős előrelépést jelentene a már kialakított KIF IV. tarifa gyakorlati alkalmazásának megkezdése.
 - Ezen felül az árjelzéseknek a rendszerhasználók felé történő megfelelő közvetítését szolgálná a meglévő támogatási rendszerek (KÁT, METÁR) átalakítása.
- A **kiegyenlítő szolgáltatások nyújtására vonatkozó követelmények** terén a 2026. október 1-re ütemezett MARI és PICASSO platformokhoz való csatlakozás számos érdemi változást hoz az európai célmodellnek való teljeskörű megfelelés érdekében, **emellett Magyarország Helyreállítási és Ellenállóképességi Tervéhez kapcsolódóan is számos szabályozati szintű változás lépett érvénybe a technológiasegítség és a szereplők részvételét elősegítve**. Az akkreditációs követelmények terén potenciális korlátként lehet tekinteni a kiegyenlítő szabályozási piacokon érvényes, egy termelői utasított egységre vonatkozó minimum 5 MW-os és egy felhasználói utasított egységre vonatkozó minimum 1 MW-os akkreditációs küszöbértékre. Azonban jelenleg is bármilyen, HMKE méretet meghaladó beépített teljesítményű szereplő (1 MW alatt is) akkreditálása lehetséges bármely termékre aggregátor részeként, így az aktuális akkreditációs küszöb nem jelent valódi belépési korlátot a piacokra a kisebb szereplőknek.
 - A kapacitástermékek beszerzése esetén érvényben lévő, hosszabb távú beszerzésre vonatkozó derogáció a hazai tartalékpiacon strukturális körülményeire alapoz, a derogációs kérelem meghosszabbítása – 2027. év végéig megelőzően – a forrásoldali struktúra átalakulását figyelembe vevő részletes elemzés alapján lehet indokolt. A kapacitástermékek beszerzése tekintetében a további fejlesztések kapcsán vizsgálandó a kiegyenlítő szabályozási energiapiaci integrációt követően az európai kiegyenlítő szabályozási kapacitáspiaci integrációs projekt(ek)ben (pl. ALPACA) való esetleges részvétel az európai célmodellnek megfelelően, kiemelve a határkeresztező kapacitáskezelési és ellátásbiztonsági aspektusokat.
- A **szűkületkezelési piacok** tekintetében kimondható, hogy ugyan bármely szereplő jogosult akkreditációt szerezni, de a szűkületkezelési eljárás mivoltából fakadóan a lokáció egyértelműen meghatározza a piaci szereplők részvételi lehetőségét. A szűkületkezelés terén az elosztói rugalmassági piacok implementálásában számos előrelépés történt az elmúlt években. Az elosztói rugalmassági piacok szabályozási környezete részletesen kialakított, de a piacok maguk jelenleg még pilot projektek keretében működnek, az üzemviteli tervezés során kevésbé hangsúlyos módon vannak figyelembe véve.
 - A pilot projektek tapasztalatai alapján szükséges a rugalmassági szolgáltatás költséghatékossági részletszabályainak kidolgozása, az eszközök távoli szabályozási képességének fejlesztése, valamint a kiszámítható piacműködést biztosító feltételek kialakítása.

- A **hálózati csatlakozások** terén tekintettel arra, hogy a közcélú hálózat befogadóképessége még hálózatfejlesztések folyamatos megvalósítása mellett is korlátos, a beépített teljesítményhez igazodó betáplálási kapacitással rendelkező igények korlátlan (first-come-first-served) befogadása már nem megvalósítható. Feszültség szint és betáplálási igény szerint van különbség a csatlakozási eljárások esetén, közép- és nagyfeszültségű hálózatokon betáplálási célú csatlakozás az elérhető szabad kapacitások kiosztására irányuló pályázati kiírás keretében történik. Emellett az igények biztosítását elősegítendő új csatlakozási ajánlatok is érvényben vannak, úgy, mint az ideiglenes kizárási időszakot tartalmazó csatlakozások, betáplálási teljesítmény nélküli (visszwattos), valamint a többlet betáplálási teljesítmény nélkül csatlakozó technológiamódosító igények kapacitáspályázati eljáráson kívüli benyújthatósága. Az érvényes szabályozás értelmében a háztartási méretű kiserőművek a kisfeszültségű transzformátorok zárolt áramköreibe a zárolás feloldásáig nem táplálhatnak be, ez a csatlakozást magát nem lehetetlenítené el, visszwatt védelem mellett a csatlakozás továbbra is megengedett. Az elosztói engedélyesek kötelezettek a zárolások mielőbbi feloldására intézkedési tervek kidolgozásával.
 - A csatlakozási kapacitásokkal kapcsolatos nagyobb transzparencia érdekében az ENTSO-E és EU DSO által fenntartott Capacitypedia felületen az elosztói információk mellett szerepelni fog a MAVIR által publikálandó adatokra vonatkozó hivatkozás is. A publikáció – iparági egyeztetés alapján – minden szükséges adatot táblázatos formában fog tartalmazni.
- A hálózati engedélyesek a hálózat tervezése során a legkisebb költség elve mentén figyelembe veszik a lehetséges **vezeték nélküli alternatívákat és a digitalizáció** lehetőségét, azonban az árszabályozási keretrendszer nem tartalmaz erre vonatkozóan külön ösztönzőket.
 - Közös iparági munka keretében szükséges a nemzetközi legjobb gyakorlatok és use-case-ek részletes vizsgálata, és ezek alapján a költséghatékosság szabályainak, a digitalizációs ösztönzőknek, valamint a rugalmassági (nem vezetékes eszközökre vonatkozó) beruházások költség-haszon elemzési módszertanának kidolgozása.

2. Bevezetés

Az EMDR 19e. cikke határozza meg a rugalmassági igények felmérésére vonatkozó tagállami és uniós szintű feladatokat, mely feladatok lényegi eleme, hogy a tagállamoknak – a nemzeti szabályozó hatóságnak vagy más kijelölt szervnek – jelentést kell készítenie és elfogadnia a nemzeti szintű rugalmassági igényekről.

A nemzeti rugalmassági jelentés (FNA) módszertanára és az elemzés keretében szolgáltatandó adatok típusára és formátumára vonatkozó javaslatot az ENTSO-E és az EU DSO Entity 2025.04.16-án nyújtotta be az ACER részére. Az ACER számos módosítási javaslattal kiegészítve 2025. július 25-én fogadta el a módszertant.

2.1. Az elemzés célja és keretei

A nemzeti rugalmassági jelentés célja az összeurópai szinten harmonizált módszertan mentén átfogóan elemezni a VER rugalmassági igényeit és képességeit, mely során:

- értékelni kell – legalább szezonális, napi és óránkénti alapon – a megújuló energiaforrásokból előállított villamos energia villamosenergia-rendszerbe való integrálásához szükséges, különböző típusú rugalmassági igényeket, a villamosenergia-piaci árak, a villamosenergia-termelés és -kereslet figyelembevételével,
- figyelembe kell venni a rugalmassági igények kielégítése tekintetében a nem fosszilis alapú rugalmassági forrásokban – például a keresletoldali válaszban és az energiatárolásban, az aggregálást és a rendszerösszekötőket is beleértve – rejlő lehetőségeket az átviteli- és elosztóhálózatra vonatkozóan,
- értékelni kell az átviteli- és elosztóhálózatot illetően a piaci rugalmasság útjában álló akadályokat, és javaslatot kell tenni azok csökkentését célzó releváns intézkedésekre és ösztönzőkre, beleértve a szabályozási korlátok felszámolását, valamint a piacok és a rendszerüzemeltetési szolgáltatások, illetve a termékek lehetséges fejlesztését is,
- értékelni kell a hálózatok digitalizálásában rejlő lehetőségeket és
- figyelembe kell venni a határon túl rendelkezésre álló, vagy várhatóan rendelkezésre álló rugalmassági forrásokat.

Az FNA jelentésnek összhangban kell lennie az erőforrások megfelelőségének európai szintű értékelésével (ERAA) vagy az erőforrások megfelelőségének nemzeti szintű értékelésével (NRAA), ami biztosítja a forrás- és fogyasztásoldali prognózisok összhangját a tagállamok közép- és hosszú távú, villamosenergia-rendszerre vonatkozó elemzése során. Az FNA jelentésnek továbbá az egyes tagállamok átviteli-rendszer-üzemeltetői és elosztó-rendszer-üzemeltetői által szolgáltatott adatokon és elemzéseken kell alapulnia, így integráltan elemezve a rendszerszintű és hálózati okokból szükséges rugalmasságot. A módszertan alapján a VER rugalmassági igényeinek különböző típusai átfogó, ún. iránymutató kritériumok mentén kerülnek összefoglalásra. Ezek az iránymutató kritériumok biztosítják a tagállamok számára azt az alapot, mely alapján meghatározhatják a nem fosszilis alapú rugalmasságra vonatkozó indikatív nemzeti célkitűzéseiket, és azokat a Nemzeti Energia- és Klímateerveikben rögzíthetik.

2.2. Jogszabályi háttér

Az EMDR alapján legkésőbb egy évvel azt követően, hogy az ACER jóváhagyta az FNA módszertant, majd azt követően két évente szükséges elkészíteni a legalább a következő 5-10 éves időszakra szóló, nemzeti szintű becsült rugalmassági igényekről szóló jelentést. Az első jelentés elkészítésének határideje tehát 2026. július 25., a jelentés elkészítésének felelőse a VET 17. § (1) bek. h) pontja szerint az átviteli rendszerirányító („az átviteli rendszerirányító ... „h) az elosztókkal együttműködve a Hivatal felkérésére elkészíti és jóváhagyásra benyújtja a Hivatalnak az (EU) 2019/943 európai parlamenti és tanácsi rendelet 19e. cikk szerinti jelentést.”).

Az elkészített FNA jelentést az átviteli rendszerirányítónak a Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatalhoz kell benyújtania, aki azt jóváhagyja, illetve, ha szükségesnek látja, módosíthatja. A jóváhagyott jelentést közzé kell tenni és meg kell küldeni az Európai Bizottságnak és az ACER-nek.

Az ACER a benyújtott tagállami FNA jelentések kézhezvételétől számított 12 hónapon belül jelentést készít, amelyben elemzi azokat, és ajánlásokat fogalmaz meg a határokon átnyúló jelentőséggel bíró kérdésekben, illetve a nem fosszilis alapú rugalmassági források piacra lépésének útjában álló akadályok felszámolására vonatkozóan. Ezzel párhuzamosan az ACER felméri az uniós szintű rugalmassági igényeket, és a felmérés eredményeit 2027 júliusáig közzéteszi.

Legkésőbb hat hónappal az FNA jelentés benyújtását követően, a jelentések alapján minden tagállam meghatározza a nem fosszilis alapú rugalmasságra vonatkozó indikatív nemzeti célkitűzését, beleértve azt is, hogy a keresletoldali válasz és az energiatárolás konkrétan hogyan járul hozzá az említett célkitűzéshez. A tagállamok az említett célkitűzést megvalósíthatják a nem fosszilis alapú rugalmasság azonosított potenciáljának kiaknázásával, a feltárt piaci akadályok felszámolásával, vagy EMDR 19g. cikke szerinti nem fosszilis alapú rugalmassági támogatási rendszerekkel. Az Európai Bizottság, miután kézhez vette a tagállamok által meghatározott és közölt nemzeti indikatív célkitűzéseket, jelentést nyújt be az Európai Parlamentnek és a Tanácsnak a nemzeti jelentések értékeléséről, majd az elkészített jelentés megállapításai alapján a Bizottság uniós rugalmassági stratégiát készíthet, különös hangsúlyt helyezve a keresletoldali válaszra és az energiatárolásra, azok alkalmazásának megkönnyítése érdekében.

2.3. Jelentés kidolgozásában részt vevő szervek

Az FNA jelentés elkészítéséért a VET alapján a MAVIR felelős, a jelentés tartalma azonban a MEKH és az elosztói engedélyesek (a továbbiakban: DSO) részvételével közösen került kidolgozásra.

A dokumentumban az egyes ellátási területek kapcsán az alábbi elnevezések kerültek alkalmazásra:

- Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zrt. a továbbiakban: MAVIR,
- E.ON Dél-Dunántúli Áramhálózati Zrt. a továbbiakban: DÉDÁSZ,
- E.ON Észak-Dunántúli Áramhálózati Zrt. a továbbiakban: ÉDÁSZ,
- ELMŰ Hálózati Kft. a továbbiakban: ELMŰ,
- OPUS TITÁSZ Zrt. a továbbiakban: TITÁSZ,
- MVM Démász Áramhálózati Kft. a továbbiakban: DÉMÁSZ,
- MVM Émász Áramhálózati Kft. a továbbiakban: ÉMÁSZ.

Az dokumentumban a társasági szinten releváns bekezdéseknél az E.ON csoporthoz tartozó DÉDÁSZ, ÉDÁSZ és ELMŰ E.ON elnevezéssel, az MVM csoporthoz tartozó DÉMÁSZ és ÉMÁSZ MVM elnevezéssel, a TITÁSZ pedig OPUS elnevezéssel kerül rövidítésre.

Az FNA jelentés kidolgozása a MAVIR által vezetett, MEKH és elosztói engedélyesi részvételű iparági munkacsoport keretében történt, rendszeres egyeztetésekkel, valamint az ENTSO-E, az ACER és az EU DSO Entity iránymutatásainak becsatornázásával.

Az iparági munkacsoport 2025. november 25-ig készítette el a nemzeti rugalmassági jelentés implementációs tervét, melyet a MEKH VAO/18-2/2026. iktatószámú levelében 2026. február 18-án elfogadott. Az implementációs tervben rögzítésre kerültek az egyeztetett álláspontok szerint az alábbi pontok:

- a hálózati engedélyesek által az FNA jelentéshez szolgáltatandó adatok és elemzések köre,
- az adatokhoz és elemzésekhez kapcsolódó felelősségek és feladatok,
- az adatok szolgáltatásához kapcsolódó tervezett ütemezés,
- a vizsgálati évek kijelölése,
- az elosztóhálózati adatok időbeni, területi és feszültségszint szerinti bontása,
- a piaci korlátok és digitalizáció szerepe kapcsán felhasznált adatok köre,

- felhasználni kívánt további bemeneti adatok és azok felhasználásának indoklása,
- az FNA jelentés jóváhagyásának ütemterve.

A jelentés elkészítésének főbb mérföldköveit és az adatszolgáltatásokhoz kapcsolódó ütemezést a 2. táblázat foglalja össze, ahol:

- az implementáció peremfeltételei közösen kerültek rögzítésre,
- a rendszerrugalmassági igények számítását a MAVIR végezte,
- a hálózati rugalmassági igények számítási módszertanát a MAVIR és az elosztói engedélyesek együtt dolgozták ki, majd az elosztói adatszolgáltatás alapján a számításokat – a módszertan jellegéből fakadóan – a MAVIR végezte,
- a piaci korlátok és digitalizációs fejezet a MEKH (és az ACER) iránymutatása alapján az iparági munkacsoport minden tagjának közreműködésével került feltöltésre.

2. táblázat: FNA jelentés adatszolgáltatásaihoz kapcsolódó ütemterv

Feladat		Határidő	Felelős
Előkészítés	Hazai implementáció peremfeltételeinek véglegesítése	2025.11.25.	MAVIR
Rendszerrugalmassági igények	Modellezés és számítások	2025.11.04 – 2026.06.25.	MAVIR
Hálózati rugalmassági igények	Módszertani egyeztetések		DSO, MAVIR
	Adatszolgáltatás	2025.09.26 –	DSO
	Számítások (132 kV, 132 kV alatt)	2026.04.28.	MAVIR
	Dokumentációs fejezetek kiegészítése		DSO
Piaci korlátok és digitalizáció	ACER által javasolt piaci korlátokra vonatkozó indikátorok feltöltése	2026.07.06.	MEKH, MAVIR, DSO
Dokumentáció		2026.07.14.	MAVIR
Jelentés benyújtása		2026.07.25.	MAVIR

Az FNA módszertan 4. cikk 1/k. pontja értelmében az FNA jelentés jóváhagyási folyamata is rögzítésre került, miszerint az FNA jelentés megküldésének határideje 2026. július 25., a MEKH a jelentést jóváhagyja/módosítja 75 napon belül, a jelentést a jóváhagyást/módosítást követően a MEKH nyújtja be az ACER, az Európai Bizottság, valamint a Tagállam (az energiapolitikáért felelős szaktárca, jelenleg a Gazdasági és Energiaügyi Minisztérium) részére, a jelentés a jóváhagyást/módosítást követően a MEKH és a MAVIR honlapján is publikálásra kerül.

2.4. Főbb fogalmak

Az FNA módszertan 2. cikke alapján jelen dokumentumban használt főbb fogalmak:

- *RES integráció miatti rugalmassági igény* a megújuló integrációs célok elérése érdekében szükséges rugalmasság mértéke,
- *RES termeléskorlátozás* a megújuló energia termelésének vagy hálózati átvitelének üzemviteli vagy hálózati okokból történő korlátozását jelenti,
- *RES integrációs célszám* a tagállami megújuló célszámmal összeegyeztethető maximális RES termeléskorlátozás mértéke vagy annak aránya, ami kifejezhető az alábbi módokon:
 - a maximálisan megengedhető RES termeléskorlátozás mértékeként abszolút mértékben, vagy az összes megújuló termelés részarányaként, vagy az összes villamosenergia-felhasználás részarányaként, illetve
 - a minimálisan integrálandó (nem korlátozott) megújuló termelés mértékeként abszolút mértékben, vagy az összes megújuló termelés részarányaként, vagy az összes villamosenergia-felhasználás részarányaként
- *maradó terhelés* a fogyasztói terhelés és a nem szabályozható termelés különbsége (egységeként vagy aggregált módon), ahol a nem szabályozható termelés az időjárásfüggő

nap- és szélerőművi megújuló termelést, valamint a megújuló és nem megújuló kényszermenetrendes (must-run) termelést jelenti,

- *teljesítményváltoztatási rugalmassági igény* a maradó terhelés változékonyságából adódó rugalmasság igény,
- *rövid távú rugalmassági igény* a maradó terhelésben bekövetkező váratlan változás vagy nem várt üzemzavari események kezeléséhez, vagyis az előrejelzési hiba kezeléséhez szükséges rugalmasság,
- *hálózati rugalmassági igény* a hálózati okokból szükséges rugalmasság, túlterhelődések és feszültségproblémák megelőzése/megoldása érdekében átviteli vagy elosztóhálózati szinten,
- *feszültség probléma* esetén a hálózati feszültség átlépi az üzemvitel során megengedett határértéket,
- *hálózati szűkület* esetén a hálózati áramlás nagysága átlépi egy berendezés üzemvitele során megengedett határértéket,
- *fel irányú rugalmassági igény* esetén az igény kielégítése a hálózatba táplált teljesítmény nagyságának növelésével vagy a fogyasztás csökkentésével érhető el,
- *le irányú rugalmassági igény* esetén az igény kielégítése a hálózatba táplált teljesítmény nagyságának csökkentésével vagy a fogyasztás növelésével érhető el,
- *kielégítetlen igények (vagyis hiány)* alatt azt az FNA módszertan alapján kimutatott többlet-rugalmasságot értjük, amelyre szükség van az igények fedezéséhez, és amelyet az ERAA vagy az NRAA bemeneti adatai alapján a jelenlegi, valamint a jövőbeli források nem tudnak kielégíteni,
- ERAA (European Resource Adequacy Assessment), a legfrissebb európai forrásmegfelelőségi tanulmány, amelyet az ENTSO-E készít el az EMDR 23. cikkének megfelelően, és amelyet az ACER hagy jóvá az EMDR 27. cikknek megfelelően,
- NRAA (National Resource Adequacy Assessment, a Tagállam által az az EMDR 24. cikkének megfelelően készített forrásmegfelelőségi elemzés, amelyet szintén az ACER hagy jóvá az EMDR 27. cikknek megfelelően,
- *klímaév* egy az ERAA-ban vagy NRAA-ban szimulált klimatikus év vagy időjárási scenárió (weather scenario, WS), az FNA módszertanban a klímaév és az időjárási scenárió ugyanazt jelenti,
- *piacszimulációs modell* (economic dispatch, ED) az ERAA módszertan 7. cikkében leírt matematikai optimalizációs modellre utal,
- *gazdasági életképesség vizsgálat* (economic viability assessment, EVA) egy olyan modell, amely felméri a kapacitások jövedelmezőségét, tájékoztatást adva a kapacitások leállításáról, üzemén kívül helyezéséről és újraindításáról, illetve kapacitások üzemidő-hosszabbításáról, valamint új kapacitások építéséről az ERAA módszertan 6. cikkében leírtak szerint.

3. Módszertan

3.1. Felhasznált adatok köre

Az FNA módszertan megkötései szerint a rendszerrugalmassági igények értékelése az ACER által jóváhagyott európai szintű (ERAA) vagy nemzeti szintű (NRAA) forrásmegfelelőségi értékelés adatainak felhasználásával kell készülnön, jelen jelentés a legfrissebb, ACER által 2026. április 24-én jóváhagyott ERAA 2025 felhasználásával készült. A MAVIR 2026. áprilisában kezdeményezte a nemzeti rugalmassági jelentés implementációs tervének módosítását annak érdekében, hogy a rendszerrugalmassági igények és hiányok meghatározása az ERAA 2025 bemeneti adatait felhasználva, valamint az ERAA 2025 módszertani elemeit figyelembe véve, de részletesebb műszaki paramétereket felhasználó, saját piacszimulációs modell kiértékelésével történhessen, ezzel naprakészebb és relevánsabb eredményeket szolgáltatva az első FNA jelentésben. A MEKH válaszevében tudomásul vette a módosítási kérelmet. Az ERAA 2025 adatainak felhasználása sem biztosítja a legfrissebb (HFT 2026) prognózisok beépítését tekintettel arra, hogy 2024. év végi adatközlésre épít, azonban jobban közelíti, mint az FNA módszertan hatálybelépésekor jóváhagyott ERAA 2024 (lásd 4.1.1. pont).

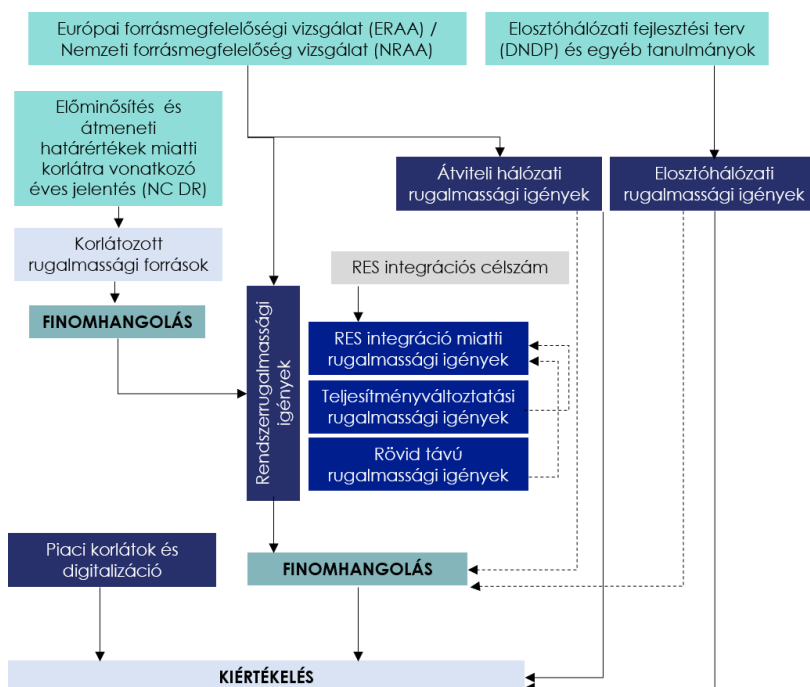
A hálózati rugalmassági igények meghatározása a legfrissebb, jóváhagyott HFT 2025-re épít, a 4.1.2. alponban részletezett kiegészítésekkel.

3.2. Vizsgálati évek

Az FNA módszertan 6. cikkének 1. pontja értelmében az első jelentés az ERAA-ban vizsgált sarokévek közül legalább kettőt kell tartalmazzon, melyek közül az egyik az uniós energiapolitikai célevek egyike. Az ENTSO-E és az EU DSO Entity iránymutatása értelmében ez a vizsgálati év 2030. A hálózati engedélyesek által választott másik sarokév az ERAA vizsgálati évekhez és a HFT 2025-höz igazodva 2035.

3.3. Modellezési módszertan

Az elemzés az FNA módszertan folyamatí lépesei alapján az 1. ábra szerinti lépésekből épül fel, melyet a 3. táblázat részletez az implementáció és a módszertan magas szintű leírásával, valamint a részletes módszertani leírást tartalmazó fejezetek megjelölésével.



1. ábra: FNA módszertani folyamata

3. táblázat: FNA módszertani elemek összefoglalása

Módszertani lépés	Implementáció összefoglalása	Részletek
1. Az FNA módszertan 6. cikke szerint kijelölésre kerül legalább két vizsgálati sarokév 5-10 éves időtávon.	Az első jelentésben kijelölt két vizsgálati sarokév 2030 és 2035.	3.2. fejezet
2. Az FNA módszertan 7. cikke szerint kijelölésre kerül a rendszerrugalmassági igények meghatározásához szükséges scenárió, mely meg kell egyezzen egy elfogadott ERAA vagy NRAA referencia scenárióval.	A rendszerrugalmassági igények meghatározása az ERAA 2025 gazdasági életképesség vizsgálatával (EVA) kiegészített referencia scenáriónak adatait felhasználva történik.	3.1. fejezet és 4.1.1. pont
3. Az FNA módszertan 7. cikke szerint kijelölésre kerül a rendszerrugalmassági igények meghatározásához szükséges módszertan, mely vagy az ERAA/NRAA gazdasági életképesség vizsgálatot tartalmazó piacszimulációs modellek eredményeinek utólagos feldolgozását, vagy az ERAA/NRAA referencia scenárió bemeneti adatait tartalmazó, részletesebb műszaki képesség modellezést implementáló, saját piacszimulációs modell eredményeinek feldolgozását jelenti.	A rendszerrugalmassági igények meghatározása az ERAA 2025 referencia scenárió bemeneti adatait felhasználva, részletesebb műszaki képesség modellezést tartalmazó, saját piacszimulációs modell eredményeinek feldolgozásával történt. A valószínűségi alapú piacszimulációs modell az ERAA 2025 gazdasági életképesség vizsgálatában megjelölt 3 klímaév (WS23, WS27, WS35) és 20 kiesési idősor felhasználásával, összesen 60 Monte Carlo év elemzését tette lehetővé.	A modell részletes leírását az 1. számú melléklet tartalmazza.
4. Az FNA módszertan 8. cikk 7-8. pontja szerint meghatározásra kerül a vizsgálati évekhez rendelhető, NEKT szerinti megújuló villamosenergia-termelési célszám és a bemeneti adatok alapján számított megújuló termelés különbségeként meghatározott megújuló termeléskorlátozás maximális értéke.	A NEKT szerinti célszámok alapján számított RES termeléskorlátozás maximális mértéke kerül kijelölésre, mint teljesítendő RES integrációs célszám.	4.2. fejezet
5. Az FNA módszertan 8. cikke szerint kiszámításra kerül a RES integráció miatti rugalmassági hiány, amennyiben van hiány, tehát a RES integrációs célszám nem teljesül, úgy vizsgálatra kerül – a módszertan szerint meghatározott energia/teljesítmény arányú – rugalmas eszközök rendszerbe integrálásának hatása.	A maradó terhelés és a piacszimuláció eredményeként előálló termeléskorlátozás elemzése a klímaévekre és az összes MC évre. A vizsgálati évek szerinti RES termeléskorlátozás maximális mértéke és a piacszimuláció eredményeként előálló (klímaévek átlagaként számított) termeléskorlátozás különbsége adja meg a RES integráció miatti rugalmassági hiányt. Hiány esetén a piacszimulációs modellben szükséges leképezni különböző, a módszertan szerint meghatározott energia/teljesítmény arányú technológiákat és modellezés révén iteratív módon meghatározni a hiány megszüntetéséhez szükséges MW/MWh mértékét.	5.1.1. pont
6. Az FNA módszertan 9. cikke szerint kiszámításra kerül a teljesítményváltoztatási rugalmassági igény, valamint meghatározásra kerülnek a fel és le irányú teljesítményváltoztatási képességek, az igények és képességek összehasonlításával meghatározásra kerül a teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány.	A maradó terhelés időbeli változása, vagyis óras változékonysága ((t+1). óra – t. óra) jellemzi a VER teljesítményváltoztatási rugalmassági igényét, a rendszer képességét a megfelelően gyors teljesítményváltoztatásra fel és le irányban. Az igény és a rugalmasságot nyújtó eszközök (termelés, tárolás, keresletoldali válasz) 1 órán belüli fel és le irányú rugalmassági képességének számítása a technikai korlátok és a várható munkapontok alapján, a határkeresztező rugalmasság számítása a várható import-export viszonyok és maximális import-export lehetőség, valamint a historikus nagykereskedelmi és kiegyenlítő szabályozási piacok likviditása alapján kerül meghatározásra a hiány mértéke, majd a hiány jellemzői alapján kerülnek megfogalmazásra a hiány megszüntetéséhez szükséges eszközök.	5.1.2. pont

Módszertani lépés	Implementáció összefoglalása	Részletek
7. Az FNA módszertan 10. cikke szerint kiszámításra kerül a rövid távú rugalmassági igény, valamint meghatározásra kerülnek a fel és le irányú rövid távú rugalmassági képességek, az igények és képességek összehasonlításával meghatározásra kerül a rövid távú rugalmassági hiány.	A rövid távú rugalmassági igény a maradó terhelés menetrendezési hibájának, valamint a váratlan termelői kiesések valószínűségének figyelembevételével kerül meghatározásra, és a konvolválts eloszlások 0,1. percentilis (le irány) és 99,9. percentilis (fel irány) értékével kerül számszerűsítésre. Az igény és rugalmasságot nyújtó eszközök (termelés, tárolás, keresletoldali válasz) különböző időtávokon (teljes, lassú, gyors, nagyon gyors) belül elérhető fel és le irányú rugalmassági képességek számítása a technikai korlátok és a várható munkapontok alapján, a határkeresztező rugalmasság számítása a várható import-export viszonyok és maximális import-export lehetőség, valamint a historikus nagykereskedelmi és kiegyenlítő szabályozási piacok likviditása alapján kerül meghatározásra a hiány mértéke, majd a hiány jellemzői alapján kerülnek megfogalmazásra a hiány megszüntetéséhez szükséges eszközök.	5.1.3. pont
8. Az FNA módszertan 11. cikke szerint meghatározásra kerülnek a hálózati korlátokból fakadó elosztóhálózati rugalmassági igények, területi, időbeni és feszültség szint szerinti bontásban, a rugalmassági igények kielégítését biztosító eszközök (például rugalmas hálózati csatlakozás, piaci rugalmasság) megjelölésével, valamint azonosításra kerül, hogy az elosztóhálózati rugalmassági igények mekkora hányada tekinthető megújuló termelés korlátozásnak.	Az elosztóhálózati rugalmassági igények a rugalmas hálózati csatlakozások igénybevételeiből származó megújuló termelés korlátozás mértékének számításával történik, mely a tervezett és nem tervezett hálózati kiesések és a várható termelés valószínűségi alapú becslésével (MC szimuláció) kerül meghatározásra 132 kV és 132 kV alatti feszültség szintekre, elosztóhálózati engedélyesi szintű területi bontásban. A piaci alapú és a nem piaci alapú rugalmasság kvalitatív módon kerül bemutatásra.	5.2.1. pont
9. Az FNA módszertan 12. cikk szerint – amennyiben indokolt – meghatározásra kerülnek a hálózati korlátokból fakadó átviteli hálózati rugalmassági igények, melyek megújuló termelés korlátozást vagy fogyasztó korlátozást eredményezhetnek.	Az átviteli hálózati rugalmassági igények meghatározása a HFT tervezési elvei mentén nem indokolt.	5.2.2. pont
10. Az FNA 13. cikke alapján az előminősítés és átmeneti határértékek miatt korlátozott rugalmas források meghatározása.	Az SO GL és az NC DR szerinti előminősítési folyamat és átmeneti határértékek a tartalékot szolgáltató csoportokra vagy egységekre alkalmazhatóak. A korlátozás mértékét az éves jelentésekben foglalt historikus adatok alapján szükséges meghatározni. Tekintettel arra, hogy az eljárásrend a hazai szabályozásban a DR NC hatálybalépése után várható, nem állnak rendelkezésre historikus adatok, a rugalmas források fentiek szerinti korlátozása az első FNA jelentésben nem számszerűsíthető/bebecsülhető.	4.3. fejezet

Módszertani lépés	Implementáció összefoglalása	Részletek
<p>11. A hálózati rugalmassági igények és az előminősítés vagy átmeneti határértékek miatt korlátozott rugalmas források számszerűsítése után – az FNA módszertan 14. cikk 3. pontja szerinti relevancia kritériumok teljesülése esetén – a rendszerrugalmassági igények finomhangolásra kerülnek:</p> <ul style="list-style-type: none"> • a RES termeléskorlátozást eredményező le irányú átviteli hálózati rugalmassági igények figyelembevételével a RES rugalmassági igény és hiány, • a RES termeléskorlátozást eredményező le irányú elosztóhálózati rugalmassági igények figyelembevételével a RES rugalmassági igény és hiány, • az előminősítés vagy átmeneti határértékek miatt korlátozott rugalmas források csökkentett képességének figyelembevételével a teljesítményváltoztatási és a rövid távú rugalmassági képességek, • amennyiben a teljesítményváltoztatási és a rövid távú rugalmassági hiány RES termeléskorlátozást eredményezhet, a RES rugalmassági igény és hiány (9. cikk 6. pont, 10. cikk 5. pont), valamint • amennyiben az addicionális RES termeléskorlátozás figyelembevételével nem teljesül a RES integráció célszám, úgy vizsgálatra kerül – a módszertan szerint meghatározott energia/teljesítmény arányú – rugalmas eszközök rendszerbe integrálásának hatása. 	<p>Amennyiben az elosztóhálózati (vagy az átviteli hálózati) RES termeléskorlátozást eredményező le irányú rugalmassági igények éves aggregált összege meghaladja a piacszimulációs modell eredményeként előálló (klímaévek átlagaként számított) RES termeléskorlátozás 10%-át, úgy az 5. pontban leírtak újraszámítása és szükség szerint a piacszimulációs iterációs folyamat megvalósítása szükséges a RES célszám elérése érdekében.</p> <p>Az előminősítés vagy átmeneti határértékek miatt korlátozott rugalmas források csökkentett képességének figyelembevételével történő finomhangolás – a 10. pontban leírtak szerint – nem képezi részét az első ciklus elemzésének.</p> <p>A teljesítményváltoztatási és a rövid távú rugalmassági hiány RES termeléskorlátozást eredményező részével történő finomhangolás az első FNA ciklus keretében nem kötelező, a modellezési komplexitás miatt ebben a ciklusban nem kerül megvalósításra.</p>	<p>5.2.1.4. pont 5.3. fejezet</p>
<p>12. Az FNA 16. cikke alapján a VER rugalmassági igényeinek különböző típusai átfogó, ún. iránymutató kritériumok mentén kerülnek összefoglalásra, mely iránymutató kritériumok szolgálják azt a célt, hogy végeredményben a nem fosszilis rugalmassági forrásokra vonatkozó, energiapolitikai célszámok a NEKT-ben meghatározásra kerüljenek.</p>	<p>Az iránymutató kritériumok a rugalmassági igények és hiányok meghatározott statisztikai mutatóit, valamint a hiányok kezelésére alkalmas eszközök értékelését jelentik.</p>	<p>5.3. fejezet</p>
<p>13.. Az FNA 15. cikke alapján átfogóan elemzésre kerül a rugalmas eszközök alkalmazását gátló piaci akadályok és digitalizációs lehetőségek köre.</p>	<p>Az ACER vonatkozó ajánlása alapján felmérésre kerülnek:</p> <ul style="list-style-type: none"> • az új belépők és kis szereplők piacra lépésének jogszabályi korlátozó tényezői, • a rugalmassági szolgáltatások nyújtásának lehetőségei és ösztönzőinek hiánya, • a szabályozási szolgáltatás nyújtásának korlátozó feltételei, a szűkületkezelés nyújtásának korlátozó feltételei, • a komplex, hosszú és diszkriminatív adminisztratív szabályok, • a hálózatüzemeltetők vezetékek nélküli alternatívák igénybevételeinek ösztönzői, • a digitalizáció szerepe. <p>Az azonosított piaci korlátok összefoglalása mentén azok kezelésére tett javaslatok is megfogalmazásra kerülnek.</p>	<p>6. fejezet</p>

4. Szcenáriók és feltételezések

4.1. Szcenáriók

4.1.1. Szcenáriók a rendszerrugalmassági igény számításához

A rendszerrugalmassági igények értékelése az ERAA 2025 referencia forgatókönyve alapján készült:

- A referencia forgatókönyv a TSO-k előrejelzésein alapul, figyelembe véve az európai és a nemzeti energetikai célkitűzéseket (pl. NEKT), valamint az értékelés időpontjában a kapacitásmechanizmusok piaci aukcióin már lekötött kapacitásokat.
- Az ERAA 2025 a legfrissebb elérhető adatok felhasználásával készült, különös tekintettel a 2024-ben felülvizsgált NEKT-ekre, az EU Fit for 55 csomagjára és a REPowerEU-ra.
- A referencia szcenárió részét képezi a gazdasági életképesség vizsgálat (EVA) eredményeként előálló forrásoldali átalakulás összeurópai szinten, ami az ACER által jóváhagyott forgatókönyv („hurdle premium only”) alapján készült.
- Ez a szcenárió az európai összkapacitás csökkenését eredményezi 2030-ra (66 GW 2028-ra és 43 GW 2030-ra), majd ezt követően 2033-ban 7 GW, 2035-ben pedig közel 15 GW nettó növekedést eredményez. A leépülés a lignit-, szén-, olaj- és gáztüzelésű erőműveket érinti, az új termelési kapacitásokba történő beruházások 2033-ban megközelítik a 36 GW-ot, 2035-ben pedig a 44 GW-ot, amelyből a gáz részaránya 59%, illetve 61%, a keresletoldali rugalmasságé (DSR) pedig 26%, illetve 23%.

A hazai forrásoldali összetételt az ERAA 2025 prognózisai alapján a 4. táblázat foglalja össze.

4. táblázat: ERAA 2025 hazai forrásoldalra vonatkozó bemeneti adatai

	2030 MW	2035 MW
Atomerőmű (meglévő és új)	1917	4277
Gáztüzelésű erőmű (meglévő és új)	4708	4260
Gáztüzelésű erőmű (EVA alapján feltételezett üzemidő-hosszabbítás)	50	540
Olajtüzelésű erőmű	495	495
Naperőmű	13 175	14 164
Ipari PV – fix	7 499	7 624
Ipari PV – napkövető	833	847
PV – visszawattos	1 610	2 000
PV – háztartási méretű kiserőmű (HMKE)	3 233	3 693
PV – háztartási méretű kiserőmű (HMKE) lakossági villamosenergia-tároló mellett	119	222
Szélerőmű	1 090	1 675
Vízerőmű	63	63
Geotermikus erőmű	53	116
Hulladéktüzelésű erőmű	37	37
Biomassza-biogáz kiserőművek	157	157
Vegyestüzelésű erőművek	202	100
Ipari villamosenergia-tároló	538	538
Ipari villamosenergia-tároló – kiegyenlítő szabályozási célú	1077	1077
Lakossági villamosenergia-tároló – HMKE mellett	119	222
Elektrolizáló	240	240
P2H – kiegyenlítő szabályozási célú	246	246
Explicit DSR	30	40
Implicit DSR	idősoros	idősoros

A HFT-t megalapozó, A magyar VER természetviselkedései 2026 című dokumentumban szerepeltetett jövőkép legfőbb eltérései az ERAA 2025 adatoktól:

- Az ERAA 2025-ben egy központi scenárió került megalkotásra, ezzel szemben HFT 2026 keretében kétféle természetviselkedést (scenárió, a továbbiakban: TV) vizsgálnak a hálózati engedélyesek, ezek közül TV1 a konzervatívabb, TV2 a dinamikusabb felfutásokkal számol.
- Az ERAA 2025 sarokéveiből 2030 és 2035 került kijelölésre az FNA-hoz, míg a HFT 2026-ban 2031 és 2036 a két vizsgált sarokév.
- Nagyerőművek tekintetében, ERAA 2025-tel megegyező módon 3 új CCGT erőművel számol HFT 2026 alapváltozata, emellett 2 és 1 új CCGT belépését feltételező forrásoldali alváltozat is megjelenik.
- A HFT-ben nem kerültek figyelembevételre az EVA eredményeként kiadódó gáztüzelésű nagyerőművek üzemidő-hosszabbításai, mivel azok beruházói oldalról nem kerültek megerősítésre.
- A HFT 2026 TV1 és ERAA 2025 naperőművi prognózisa közelítőleg egyezik, TV2 ennél dinamikusabb HMKE és visszawattos PV elterjedést tartalmaz (szumma PV prognózis 14,7, illetve 16,8 GW 2031-re és 2036-ra).
- A szélerőművi és a geotermikus erőművi prognózis az ERAA 2025-ben a NEKT célszámokat követi, a HFT-ben azonban a ténylegesen ismert igényeken alapul a kapacitáselőrejelzés. Emiatt a szélerőművek esetében 2035-ös sarokévre alacsonyabb érték, 1134 MW adódott, míg a geotermikus erőművek esetében ez mindkét sarokévre igaz, konstans 27 MW a HFT-s prognózis.
- A biomassza-biogáz erőművi kategória prognózisa HFT 2026-ban kismértékben magasabbnak, 166 MW-nak adódott mindkét sarokévben.
- Az ipari villamosenergia-tárolók prognózisa jelentősen magasabb a HFT 2026-ban, 2036-ra TV1 esetén 2902 MW/5803 MWh, míg TV2 esetén 4900 MW/9799 MWh. A HFT-s értékekben nem került megkülönböztetésre ERAA 2025 prognózis szerinti kiegyenlítő szabályozási célú kategória, az összes egység nagykereskedelmi energiapiacra (is) résztvevőként került besorolásra (a kategorizálás az ERAA 2026 során is már hasonlóan került megadásra).
- A lakossági villamosenergia-tárolók prognózisa ugyancsak meghaladja az ERAA 2025 szerinti értékeket, melynek elsődleges oka az ERAA 2025 prognózisok véglegesítését követően megjelent pályázatok hatásában keresendő. TV1 esetén 2031-re 318 MW/890 MWh, 2036-ra 418 MW/1170 MWh, míg TV2-re 2031-re 418 MW/1170 MWh, 2036-ra 568 MW/1590 MWh szerepel.
- Az elektrolizálók kapcsán ERAA 2025 a NEKT-ben megfogalmazott célszámot követi, a HFT-ben az ismert egységeken alapul, így alacsonyabb az előrejelzés (mindkét sarokévre 13 MW).
- A HFT 2026 P2H (villamos kazán) prognózisa kismértékben meghaladja az ERAA 2025 szerint előrejelzést (276 MW).
- Explicit DSR nem került figyelembevételre HFT 2026-ban, konkrét egységek/igények ismeretének hiányában.

4.1.2. **Scenáriók a hálózati rugalmassági igény számításához**

4.1.2.1. **DSO adatok**

Az FNA 6. cikk 6. pontja alapján a DSO-k a jelentés elkészítése során a legutolsó elosztóhálózati fejlesztési terv (DNNDP) feltételezéseit, forgatókönyveit, módszertanait és adatait kell felhasználni. A jelenlegi hazai gyakorlatban funkcionális és tartalmi szempontból a HFT feleltethető meg az elosztói nagyfeszültségű hálózatfejlesztési tervnek, még a közép- és kiefeszültségre vonatkozó DNNDP tartalmi elemeinek kidolgozása az FNA jelentés írásával párhuzamosan kerül kidolgozásra a MEKH vonatkozó rendeletében, figyelembevétele a következő ciklusokban várható. Az elosztóhálózati rugalmassági igények meghatározása a HFT 2025 szerinti elosztói adatokból indul ki az 5.2.1.1. pontban részletezettek szerint. Felhasználásra kerültek továbbá a hálózati elemek kiesési mutatóival kapcsolatos rendszeres adatszolgáltatások, illetve az elosztók által a VET 32/B. § (1) bekezdés szerinti elosztói rugalmassági szolgáltatásokról szóló éves jelentések. A fentieken túl az elosztói társaságok a piaci korlátok és digitalizációs fejezethez szükséges adatokat célzottan gyűjtötték össze az FNA jelentés elkészítése során.

4.1.2.2. TSO adatok

Az átviteli hálózati rugalmassági igény értékelése során a HFT 2025 került felhasználásra.

4.2. RES integrációs célszám

Az FNA módszertan 2. cikkének fogalmai és a 8. cikk 7. pontja alapján a RES integrációs célszámot a vizsgálati évekhez rendelhető, NEKT szerinti megújuló villamosenergia-termelési célszámból szükséges levezetni, és a maximálisan megengedhető megújuló termeléskorlátozás mértékeként vagy a minimálisan szükséges megújuló termelés mértékeként szükséges kifejezni.

A NEKT szerinti megújuló villamosenergia-termelési célszám a megújuló termelés abszolút mértékben kifejezett értéke vagy a megújuló termelés aránya az összes villamosenergia-felhasználásban. A NEKT alapján mindkét megközelítés alkalmazható, a célszámokat az 5. táblázat foglalja össze.

5. táblázat: NEKT szerinti RES-E célszám

Vizsgálati év	2030	2035
RES-E arány célszám	32%	33%
RES-E termelés célszám	1549 ktoe = 18 015 GWh	1773 ktoe = 20 620 GWh

A RES integrációs célszám:

- kifejezhető a maximálisan megengedhető RES termeléskorlátozás mértékeként abszolút mértékben, vagy az összes megújuló termelés részarányaként, vagy az összes villamosenergia-felhasználás részarányaként, illetve
- kifejezhető a minimálisan integrálandó (nem korlátozott) megújuló termelés mértékeként abszolút mértékben, vagy az összes megújuló termelés részarányaként, vagy az összes villamosenergia-felhasználás részarányaként.

Amennyiben az 5. táblázat szerinti RES-E arány célszám szerinti megközelítés alkalmazott, úgy a minimálisan integrálandó, illetve a maximálisan korlátozható megújuló termelés az alábbi képlet szerint számítható:

$$RES \text{ arány} = \frac{RES \text{ integrált}}{fogyasztás} = \frac{RES \text{ termelhető} - RES \text{ korlátozott}}{fogyasztás}$$

ahol:

- RES arány – a NEKT-ben foglalt RES-E arány célszám,
- fogyasztás – a bemeneti adatok szerinti éves fogyasztás klímaévek átlagaként kifejezve,
- RES integrált – a minimálisan integrálandó RES termelés,
- RES termelhető – a bemeneti adatok alapján a beépített teljesítmény és a klímaévtől függő kapacitásfaktorok (PECD faktorok) időszoraiból számított potenciális megújuló termelés, a klímaévek átlagaként,
- RES korlátozott – a maximálisan megengedhető RES termeléskorlátozás.

Az ERAA 2025 bemeneti adatait a 6. táblázat és az ebből számított maximálisan megengedhető RES termeléskorlátozás mértékét a 7. táblázat foglalja össze (A opció).

6. táblázat: ERAA 2025 bemeneti adatok a RES célszám számításhoz

MWh	2030	2035
Villamosenergia-fogyasztás	56 400 230	61 366 411
Naperőművi termelés	17 142 325	18 284 052
Szél erőművi termelés	2 423 818	3 846 488
Biomassza-biogáz termelés	539 363	539 363
Geotermikus termelés	190 876	190 876
Hulladéktüzelésű termelés	150 267	150 267

Vízerőművi termelés	240 819	240 819
Vegyestüzelésű erőművek must-run termelése*	600 052	-
*Ajakai Erőmű, Pannongreen Kft. (Pécs), Pannon-Hő Kft. (Pécs), Bakonyi Bioenergia Kft. (Ajka)		

Amennyiben a 7. táblázat szerinti RES-E termelés célszám szerinti megközelítés alkalmazott, úgy a minimálisan integrálandó (nem korlátozható) megújuló termelés mértéke megegyezik a RES-E termelés célszám GWh-ban kifejezett értékével (B opció). A különbséget a két opció között az okozza, hogy az ERAA 2025 beépített kapacitásokra és villamosenergia-fogyasztásra vonatkozó adatai kismértékben eltérnek a NEKT-ben szereplő értékektől a frissebb prognózisok okán. A két megközelítés között nincs jelentős eltérés, az FNA keretében az A opció szerinti RES termeléskorlátozás maximális mértéke kerül kijelölésre mint teljesítendő RES integrációs célszám.

7. táblázat: RES integrációs célszám

Opció	Célszám	2030 GWh	2035 GWh
	RES termelés célszám	18 048	20 251
	= villamosenergia-fogyasztás * RES-E arány célszám		
A	RES megtermelhető energia mértéke = nap + szél + biomassza-biogáz + geotermikus + hulladéktüzelésű + vízerőművi + vegyestüzelésű erőművi potenciális termelés	21 288	23 252
	RES termeléskorlátozás maximális mértéke	3 239	3 001
	= RES összesen - RES termelés célszám		
B	RES termelés célszám NEKT alapján	18 015	20 620

4.3. Rugalmas források

A rendszerrugalmassági és hálózati rugalmassági igények meghatározása során a VER-ben várhatóan rendelkezésre álló rugalmas források az ERAA 2025 prognózisaira építenek a 4.1.1. pontban bemutatottak szerint. A rugalmas képességek egyik meghatározó részét képezik a rendszerben maradó és a várhatóan a vizsgálati évek időtávján üzembe lépő új erőművek (Paks II., CGGT-k), valamint a szabályozható megújuló energiaforrások is. Az EMDR 19e. cikk 2b. pontja alapján az FNA jelentés elkészítése során a nem fosszilis rugalmas források, úgy, mint a villamosenergia-tárolás, a fogyasztói befolyásolás, az aggregálás és határkeresztező képességek figyelembevétele kiemelt részét kell képezzék az elemzésnek. Az FNA jelentés keretében a következő peremfeltételek mentén kerültek beépítésre a nem fosszilis rugalmassági potenciálok:

- ipari villamosenergia-tárolók esetén az ERAA 2025 prognózis szerinti piaci (modellezett) és a nem piaci (korábban kiegyenlítő szabályozási célokra külön csoportként megjelenített) tárolókapacitások is részét képezik a rugalmassági képességeknek, ahol
 - a nem piaci csoport működése a piacszimulációs modellben leképezett csoport arbitrázs ciklusainak megfelelően került leképezésre,
 - mindkét csoport esetén 2 órás tárolási kapacitás feltételezett,
- lakossági villamosenergia-tárolók modellezése a fogyasztási prognózisok részeként jelenik meg, nem kerül módosításra, újraértékelésre a rugalmassági képességek számítása során,
- fogyasztói befolyásolás keretében:
 - az ERAA 2025 gazdasági életképesség vizsgálata alapján számított, 290 €/MWh aktiválási árú és 6 órás eltolást lehetővé tevő explicit DSR kapacitás, valamint
 - az ERAA 2025 prognózisok alapján – a HFT-s természetviselkedések alapelveivel összhangban a vizsgált időtávokon feltételezett egy alacsony részarányú árérzékeny lakossági fogyasztási befolyásolás (implicit DSR) megjelenése, mely az ERAA 2025 fogyasztási idősorok elektromos gépjárművekre vonatkozó részének 5%-a,
- P2X technológiák esetén:
 - az ERAA 2025 prognózisok NEKT-hez igazított prognózisai alapján figyelembevételekre kerülnek elektrolizáló, valamint

- az ERAA 2025 prognózisokban nem piaci (kiegyenlítő szabályozási célokra külön csoportként megjelenített) villamos kazánok is,
- az aggregátorok részét képező hagyományos kiserőművek a HFT-s természetviselkedésekkel összhangban fennmaradó kapacitásként a piacszimulációs modell részét képezik,
- a határkeresztező képességek pedig az 5.1. fejezetben leírtak szerint többféle megközelítéssel kerültek leképezésre.

Az FNA 13. cikke alapján a rugalmas források rendelkezésre állása esetén szükséges figyelembe venni, amennyiben a DSO hálózathoz csatlakozó, tartalékot szolgáltató csoportok vagy egységek esetén alkalmazásban van, a 2017/1485 (EU) rendelet (a továbbiakban: SO GL) és a kidolgozás alatt lévő, kereslet oldali válaszra vonatkozó hálózati szabályok (a továbbiakban: NC DR) szerinti előminősítési folyamat vagy átmeneti határértékek miatti korlátozást. Az előminősítési folyamatról és az átmeneti határértékről éves jelentést szükséges közzétenni, ez képezi alapját az FNA jelentésben figyelembe veendő korlátozott teljesítmények becslésének. Az FNA 13. cikk 2. pontja alapján:

- amennyiben van historikus adat, extrapolálással szükséges meghatározni a korlátozott rugalmas források maximálisan elérhető kapacitását a vizsgálati években,
- amennyiben nincs historikus adat vagy az 0/közel 0, úgy a TSO és a DSO-k elhanyagolhatják a rugalmas források korlátozásának figyelembevételét, vagy
- indokolt becslést tehetnek a vizsgálati években figyelembeveendő értékekre.

A rugalmas források előminősítési folyamat vagy átmeneti határértékek miatti korlátozását az NC DR hatálybalépése és hazai szabályzati rendszerbe való átültetése után, a soron következő FNA jelentésekben szükséges és lehet figyelembe venni.

5. Rugalmassági igények

5.1. Rendszerrugalmassági igények

A VER rugalmassági igényei rendszerszinten 3 típus szerint kerülnek vizsgálatra:

- a RES integráció miatti rugalmassági igény azt vizsgálja, hogy integrálható-e a terhelés- és termelésoldali prognózisok alapján a NEKT szerinti megújuló termelés a VER-be,
- a teljesítményváltoztatási rugalmassági igény azt vizsgálja, hogy rendelkezik-e a VER a maradó terhelés órák változékonyságának lekövetéséhez szükséges fel- és le irányú rugalmassági képességekkel, figyelembe véve a határkeresztező rugalmassági potenciált is,
- a rövid távú rugalmassági igény azt vizsgálja, hogy rendelkezik-e a VER a maradó terhelés előrejelzési hibájának kezeléséhez szükséges fel- és le irányú rugalmassági képességekkel különböző időtávokon, figyelembe véve a határkeresztező rugalmassági potenciált is, és
- amennyiben valamely rendszerszintű rugalmasság esetén hiány azonosítható, az milyen eszközökkel kezelhető.

A két legfőbb fogalom a rendszerszintű igények meghatározása során a termeléskorlátozás és a maradó terhelés.

- Megújuló erőművek és must-run egységek **termeléskorlátozására** olyan esetekben lehet szükség, amikor a magas időjárásfüggő és must-run termelés alacsony (hazai és külföldi) fogyasztással és az export lehetőségek korlátosságával párosul. A piacszimulációs modellben termeléskorlátozásként megjelenő villamosenergia a valóságban az erőművek DA, ID menetrendezésével kereslet hiányában meg sem fog jelenni vagy hatása a nulla/negatív villamosenergia-piaci árakban realizálódik.
- A **maradó terhelés** az a változó teljesítmény, amelyet a VER rugalmas eszközeinek kell biztosítania. Egy adott időpillanatban a villamosenergia-igény biztosítása a rugalmasság szempontjából eltérő tulajdonságú források egyidejű üzemével lehetséges. Rugalmatlan forrás az időjárásfüggő termelés, mely támogatott termelői forrásként elsőbbséget élvez más termelőtípusokkal szemben és termeléskorlátozásuk elkerülendő. Szintén rugalmatlan forrás a műszaki korlátok miatt kis rugalmassággal termelő alaperőművi csoport, a hőszolgáltatás miatt kényszermenetrendes, szabályozásba nem bevonható erőművi csoportok és a megújuló (biomassza, biogáz) energiaforrást felhasználó, támogatott erőművek csoportja. Ezek összefoglaló néven a kényszermenetrendes vagy must-run termelők. Ezek termelése az időjárás, hőigény alapján, a villamosenergia-felhasználás igényeitől függetlenül változhat, így a rendszerterhelés folyamatos változása mellett a rugalmatlan termelőkapacitások termelésváltozását is a rugalmas forrásoknak kell lekövetni. A maradó terhelés tehát a pillanatnyi villamosenergia-igény (rendszerterhelés) időjárásfüggő megújuló energiaforrások (nap, szél) aktuális termelésével, valamint a must-run erőművek termelésével csökkentett értéke.

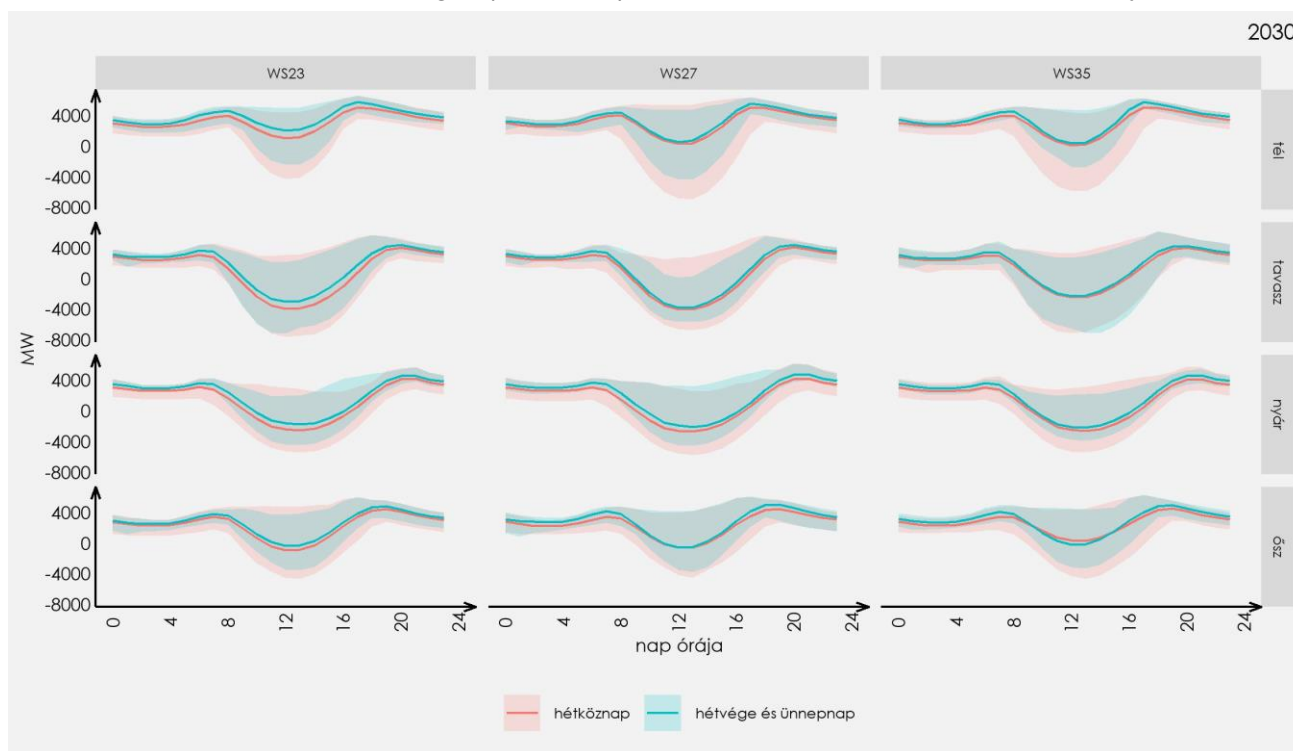
5.1.1. RES integráció miatti rugalmassági igények

5.1.1.1. Maradó terhelés elemzése

A maradó terhelés a fogyasztói terhelés és a nem szabályozható termelés különbségeként állítható elő, ahol a nem szabályozható termelés az időjárásfüggő nap- és szélerőművi megújuló termelést, valamint a megújuló és nem megújuló must-run termelést jelenti. A piacszimulációs modell must-run típusú termelői közé tartoznak a – historikus termelési idősorokból számított kapacitásfaktorokkal jellemzett – kis biomassza- és biogáz, geotermikus, illetve hulladéktüzelésű erőművek, a fűtőerőművek fűtési időszakban, illetve az atomerőművi termelés (Paks II. esetén a beépített teljesítmény 50%-a).

A maradó terhelés tipikus jelleggörbéit az egyes klímaévekre a 2030-as vizsgálati évre a 2. ábra szemlélteti. Az ún. kacsagörbe (duck curve) olyan, a hazai VER várható forrásösszetételéhez hasonló rendszerekben alakul ki, ahol magas a naperőművi kapacitás, ennek megfelelően:

- a reggeli szakaszban a napfelkeltét követően a terhelés növekedni kezd, miközben a naperőművek termelése még alacsony, a maradó terhelés emelkedik,
- a déli órákban a naperőművek termelése eléri a csúcspontját, ez jelentősen csökkenti a maradó terhelést, alacsony vagy negatív értékekig,
- az esti szakaszban a naplemente után a naperőművek termelése gyorsan visszaesik, miközben a terhelés továbbra is magas (esti csúcs), a maradó terhelés meredek felfutása jellemző.



2. ábra: Maradó terhelés jelleggörbéi (CET)

A maradó terhelés változékonyságának jellemzése során kiszámításra kerültek az időbeli ingadozás mérőszámai, melyeket a 8. táblázat foglalja össze, ahol:

- az órás indikátor az órás maradó terhelés és a napi átlag közötti abszolút eltérések összege,
- a napi indikátor a napi maradó terhelés és a heti átlag közötti abszolút eltérések összege,
- a heti indikátor a heti maradó terhelés és a havi átlag közötti abszolút eltérések összege,
- a szezonális indikátor a havi maradó terhelés és az éves átlag közötti abszolút eltérések összege,
- a relatív ingadozások az átlaggal való normalizálást jelentik.

Az órás indikátor magas értéke erős napon belüli volatilitásra utal, a napi indikátor és a heti indikátor alacsonyabb értéke azt mutatja, hogy a hét napjai és az éven belül a hetek hasonlóak egymáshoz, a szezonális indikátor magasabb értéke alapján a szezonális különbségek erősebbek. A klímaévek hasonló eredményeket mutatnak, míg a vizsgálati évek között jelentősebb az eltérés, a 2035-ös vizsgálati év eredményeinek volatilitása magasabb.

8. táblázat: Maradó terhelés időbeli ingadozása

Vizsgálati év	Klímaév	Órás indikátor		Napi indikátor		Heti indikátor		Szezonális indikátor	
		abszolút	relatív	abszolút	relatív	abszolút	relatív	abszolút	relatív
2030	WS23	302 794 273	83	199 315	26	21 325	16	9 080	36
2030	WS27	317 422 605	90	197 734	27	20 399	16	8 904	37
2030	WS35	286 114 023	75	195 975	25	19 462	14	8 773	34
2035	WS23	323 980 238	150	220 815	49	23 191	30	9 801	66
2035	WS27	339 401 337	167	224 832	53	22 636	31	9 643	69
2035	WS35	305 728 505	131	224 340	46	21 596	26	9 904	62

A Fourier-alapú idősor dekompozíciós módszer alkalmazásával több periódus (napi, heti, havi, éves) egyidejű vizsgálata valósítható meg, a módszer alapja, hogy a periodikus komponensek szinusz és koszinusz függvények lineáris kombinációjaként közelíthetők. A Fourier-sorok magyarázó változókként kerülnek beépítésre a maradó terhelési idősorok modellezésébe, vagyis egy regressziós modell részeként a szezonális komponensek nem diszkrét változókkal (dummy), hanem folytonos, periodikus bázisfüggvényekkel kerülnek közelítésre. A napi komponens modellezésre 24 órás ciklus, a heti komponens modellezésére 168 órás ciklus, a havi komponens modellezésére 720 (24*30) órás ciklus került alkalmazásra. A modellből az alábbi napi, heti és havi mutatók kerültek származtatásra:

- amplitúdó: az adott ciklus (napi, heti, havi) maximuma és minimuma közötti különbség, mely az ingadozás nagyságát méri,
- csúcs: a ciklus (napi, heti, havi) maximumának időpontja, mely a rendszer viselkedésének időzítését jellemzi,
- relatív hozzájárulás: az adott komponens varianciájának aránya a teljes idősor varianciájához képest, mely a ciklus (napi, heti, havi) jelentőségét mutatja.

Az irányokat különválasztva a pozitív és a negatív maradó terhelés ciklikusságát a 9. táblázat mutatói foglalják össze. Az eredmények alapján a maradó terhelés ciklikusságát egyértelműen a napi komponens dominálja, mind pozitív, mind negatív irányban. A napi amplitúdó minden vizsgálati évben és klímaévben lényegesen nagyobb, mint a heti vagy havi amplitúdó, és a relatív hozzájárulás is jellemzően 37-55 % között alakul, a maradó terhelés ingadozásának legnagyobb része napon belüli változásokból származik. A napi csúcsok pozitív irányban 19 órakor, negatív irányban 12 órakor jelentkeznek, a terhelés és termelés mintázatának hasonlósága miatt. A heti ciklus szerepe mérsékeltebb, a heti csúcsok jellemzően a ciklus közepén és végén jelennek meg, a heti mintázat (hétköznapi/hétféle közötti különbség) a pozitív irányban erősebb. A havi komponens hatása alacsony, a hosszabb távú szezonális hatás tehát gyengébb, és az amplitúdók alapján ugyan megjelenik a havi ingadozás, de összességében elsősorban a napi, kisebb mértékben a heti ciklus határozza meg a maradó terhelés dinamikáját.

9. táblázat: Maradó terhelés ciklikussága

Vizsgálati év	Irány	Klímaév	Amplitúdó, MW			Csúcs, óra/ciklus			Relatív hozzájárulás		
			napi	heti	havi	napi (/24)	heti (/168)	havi (/720)	napi	heti	havi
2030	pozitív	WS23	3 747	1 056	105	19	96	447	50,5%	4,8%	0,1%
		WS27	3 986	978	59	19	94	211	54,5%	4,0%	0,0%
		WS35	3 852	1 009	102	19	33	258	51,7%	4,0%	0,0%
	negatív	WS23	2 186	395	75	12	151	276	37,7%	1,1%	0,1%
		WS27	2 334	275	107	12	145	456	41,6%	0,5%	0,1%
		WS35	1 892	307	196	12	149	637	37,4%	0,9%	0,5%
2035	pozitív	WS23	3 253	1 086	158	19	96	423	44,7%	6,0%	0,1%
		WS27	3 431	1 065	58	19	94	384	47,1%	5,7%	0,0%
		WS35	3 331	1 042	37	19	33	161	44,8%	5,2%	0,0%
	negatív	WS23	3 048	530	110	12	150	282	43,2%	1,1%	0,1%
		WS27	3 292	389	133	12	145	456	47,7%	0,6%	0,1%
		WS35	2 766	425	242	12	149	635	43,7%	0,8%	0,4%

5.1.1.2. RES termeléskorlátozás elemzése

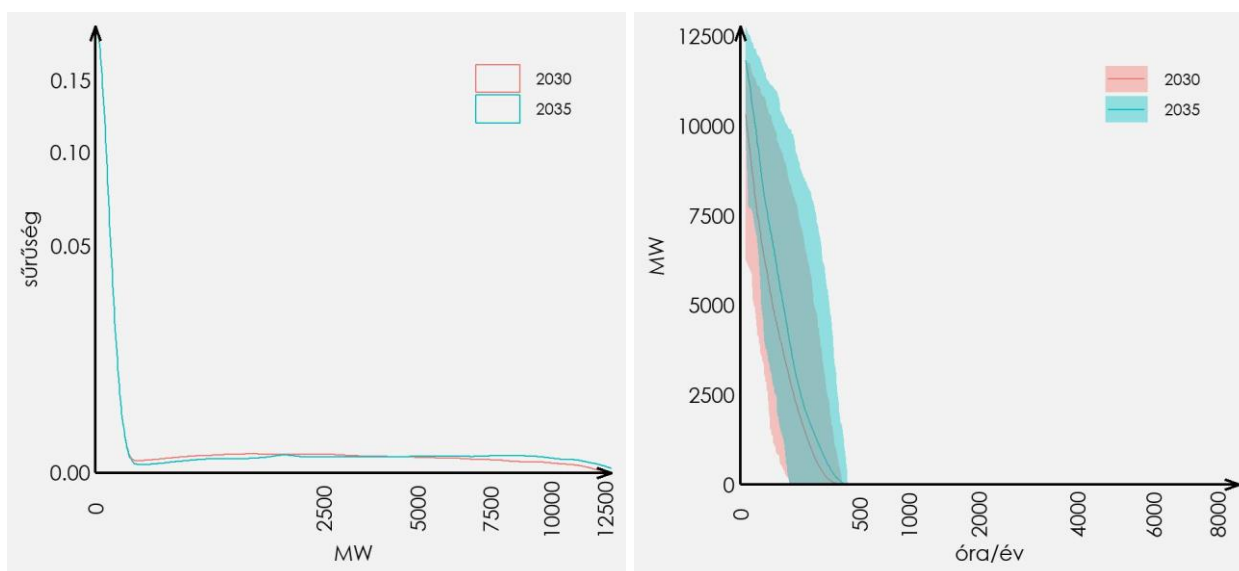
A piacszimulációs modell eredményeként előálló termeléskorlátozás („spilled energy”) idősorok egyaránt tartalmazzák a megújuló és nem megújuló (must-run típusú) erőművi korlátozást, így ennek szétválasztása szükséges egy előzetesen felállított korlátozási precedencia szerint. Az összeurópai hálózati fejlesztési tervben (a továbbiakban: TYNDP) alkalmazott elvekkel összhangban, konzervatív megközelítéssel csak az elvi megújuló (időjárásfüggő, majd nem időjárásfüggő) termelési potenciálon felüli termeléskorlátozás kerül levonásra, a korrigált adatokat a 10. táblázat foglalja össze. A korrekció kevés órában és kismértékben módosítja az eredeti idősorokat.

10. táblázat: Termeléskorlátozás korrekciója

Vizsgálati év	Klímaév	Termeléskorlátozás MWh	RES termeléskorlátozás MWh	Korrekció MWh
2030	WS23	917 737	891 016	26 721
	WS27	591 520	578 085	13 435
	WS35	501 998	486 801	15 197
	ÖSSZES MC	670 418	651 967	18 451
2035	WS23	1 260 670	1 165 273	95 397
	WS27	870 060	837 372	32 688
	WS35	808 913	762 182	46 731
	ÖSSZES MC	979 881	921 609	58 272

A RES termeléskorlátozás idősorok leíró statisztikáját az egyes klímaév, illetve az összes MC év eredményeire vonatkozóan a 11. táblázat foglalja össze. A 11. táblázatban a korlátozott teljesítmény (MW), az éves termeléskorlátozás mértéke (GWh és óra), a két termeléskorlátozással érintett időszak között eltelt átlagos idő, valamint a termeléskorlátozás jellemző hossza került feltüntetésre. A RES termeléskorlátozás havi és napi jellemzőinek leíró statisztikáját a 2. számú melléklet foglalja össze.

A RES termeléskorlátozás sűrűségfüggvényét a vizsgált időhorizontokon a 3. ábra mutatja be, melyet kiegészít a vizsgálati évek összes MC éveinek eredményeire vonatkozó tartamdiagram. A sűrűségfüggvény alapján látható, hogy az adott klímaévekben dominánsan nem jellemző RES termeléskorlátozás. A tartamdiagramok ezt kiegészítve azt mutatják, hogy a vizsgált sarokévekben az összes MC év eredményeit tekintve sem várható 500 óránál több RES termeléskorlátozással érintett óra, a várható csúcs termeléskorlátozás a beépített PV teljesítmény alatt marad a sarokévekben.



3. ábra: RES termeléskorlátozás sűrűségfüggvénye és tartamdiagramja

A RES termeléskorlátozás átlagos mértéke közép- és hosszú távon is alacsony (75-105 MW), szélsőségesen magas – az időjárásfüggő termelők beépített teljesítményével összevethető mértékű – értékek ritkán fordulnak elő. A RES termeléskorlátozás mértéke az éves hazai fogyasztás 1,5%-a körül alakul. Átlagosan 200 körül alakul a termeléskorlátozással érintett órák száma, és nem jellemző, hogy

egy napon (24 órán) belül többször is kialakulna korlátozással érintett időszak, a korlátozott időszakok átlagos hossza pedig 4 óra. A vizsgált klímaévek közül a WS23 esetén alakul ki a legnagyobb mértékben és gyakoriságban RES termeléskorlátozás.

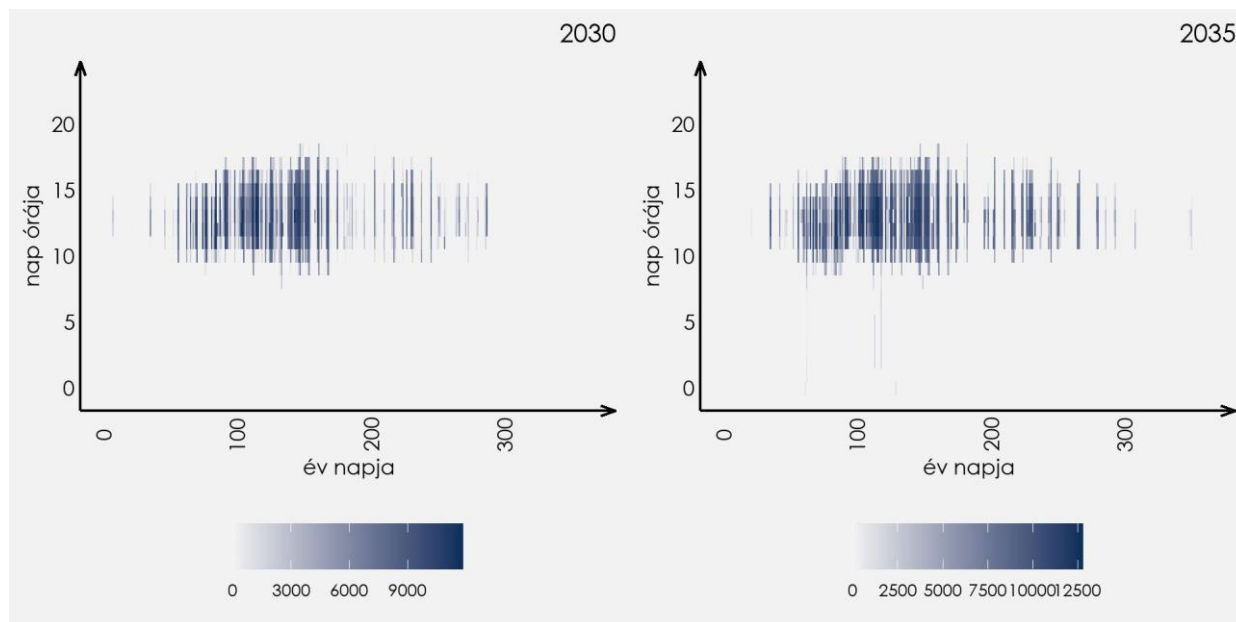
11. táblázat: RES termeléskorlátozás jellemzőinek leíró statisztikája

Vizsgálati év Klímaév		2030				2035			
		WS23	WS27	WS35	ÖSSZES MC	WS23	WS27	WS35	ÖSSZES MC
termeléskorlátozás mértéke, MW	minimum	0	0	0	0	0	0	0	0
	átlag	102	66	56	75	133	96	87	105
	maximum	11 856	10 994	11 520	11 856	12 660	12 778	12 424	12 778
	P01	0	0	0	0	0	0	0	0
	P25	0	0	0	0	0	0	0	0
	P50	0	0	0	0	0	0	0	0
	P75	0	0	0	0	0	0	0	0
	P99	4 004	2 481	1 978	2 879	6 301	4 016	3 809	4 790
	szórás	779	577	531	639	991	799	745	852
termeléskorlátozás mértéke összesen, GWh	minimum	389	166	211	166	583	266	300	266
	átlag	892	579	488	653	1 165	837	762	922
	maximum	1 975	1 347	1 048	1 975	2 713	2 334	1 610	2 713
	P01	393	167	211	169	585	272	303	286
	P25	531	305	253	339	663	342	377	385
	P50	768	475	350	543	714	412	637	707
	P75	1 182	840	668	862	1 573	1 180	1 121	1 236
	P99	1 907	1 341	1 041	1 763	2 666	2 312	1 565	2 569
	szórás	463	378	289	415	748	688	442	653
termeléskorlátozással érintett órák száma, h	minimum	113	89	95	89	141	93	83	83
	átlag	247	211	167	208	228	197	178	201
	maximum	371	335	273	371	406	381	309	406
	P01	114	92	96	93	142	95	85	89
	P25	209	161	112	142	152	113	110	118
	P50	252	227	158	212	175	144	173	165
	P75	294	264	208	267	327	261	244	266
	P99	369	328	272	366	401	378	304	391
	szórás	77	75	57	77	99	102	77	94
termeléskorlátozással érintett időszakok közötti intervallum, h	minimum	1	1	1	1	1	1	1	1
	átlag	27,2	26,1	32,1	28,1	29,3	31,8	41,4	33,7
	maximum	1 917	1 389	1 605	1 917	1 193	1 582	2 013	2 013
	P01	1	1	1	1	1	1	1	1
	P25	1	1	1	1	1	1	1	1
	P50	1	1	1	1	1	1	1	1
	P75	1	18	18	2	1	5	18	2
	P99	501	409,2	501	500,6	666	535,8	658	666
	szórás	114	102,2	104,5	107,7	110,8	115,9	162,1	129,6
termeléskorlátozás jellemző hossza, h	minimum	1	1	1	1	1	1	1	1
	átlag	4,2	3,5	3,5	3,8	4,1	3,6	3,4	3,7
	maximum	10	10	9	10	10	10	9	10
	P01	1	1	1	1	1	1	1	1
	P25	2	1	1	2	2	2	1	2
	P50	5	3	3	4	4	3	3	4
	P75	6	5	5	5	6	5	5	6
	P99	9	8	8	8	9	9	8	9
	szórás	2,2	2,1	2,1	2,2	2,5	2,1	2,1	2,3

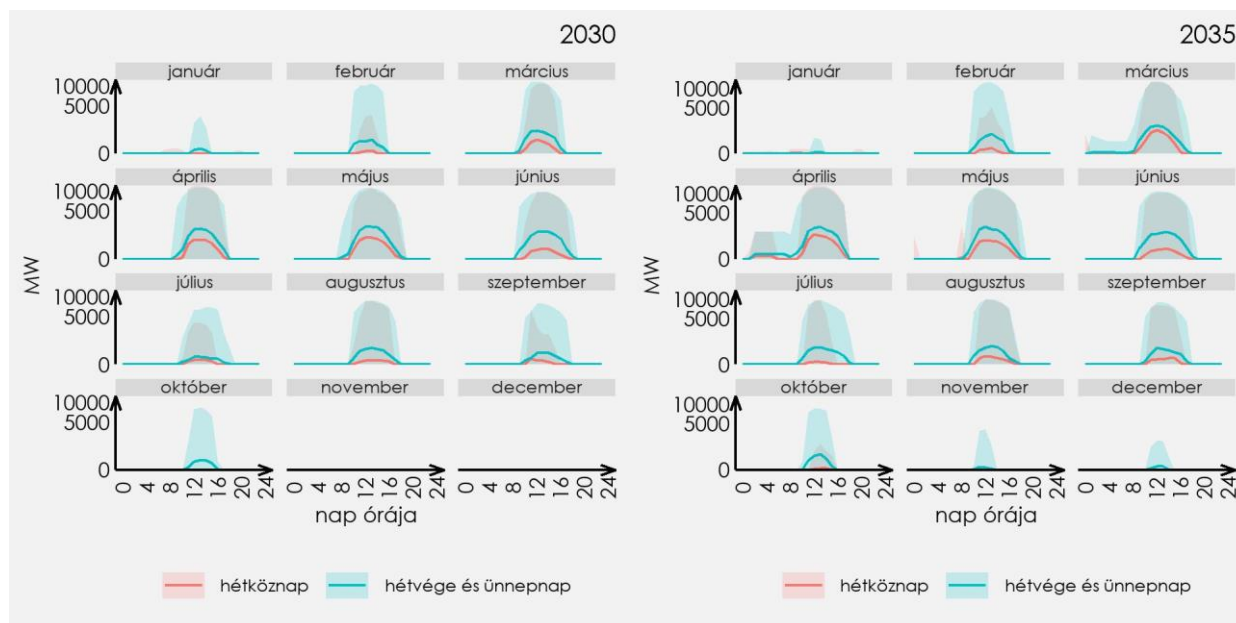
A RES termeléskorlátozás szezonális (havi) és napi függésére vonatkozó statisztikai mutatókat klímaévenként és az összes MC évre vonatkozóan a 2. számú melléklet foglalja össze. A RES termeléskorlátozás szezonálisát a 4. ábra mutatja be az összes MC évre vonatkozóan, ezt egészíti ki a RES termeléskorlátozás napon belüli alakulását szemléltető 5. ábra. A termeléskorlátozás mintázatát tekintve az alábbiak mondhatók el:

- a RES termeléskorlátozás mértéke tavasszal a legmagasabb, ezt követi a nyári időszak (eleje), télen nem/ritkán jellemző RES termeléskorlátozás,
- a RES termeléskorlátozás mértéke hétvégén és ünnepnapokon magasabb, az alacsonyabb rendszerterhelés következményeként,
- a napon belüli alak követi a naperőművi termelés tipikus jelleggörbét, termeléskorlátozás a csak a nappali órákban fordul elő,

- a vizsgált klímaévek közül a WS23 esetén a legmagasabb a várható RES termeléskorlátozás mértéke.



4. ábra: RES termeléskorlátozás (MW) szezonális és napi alakulása (hőértékép) (CET)



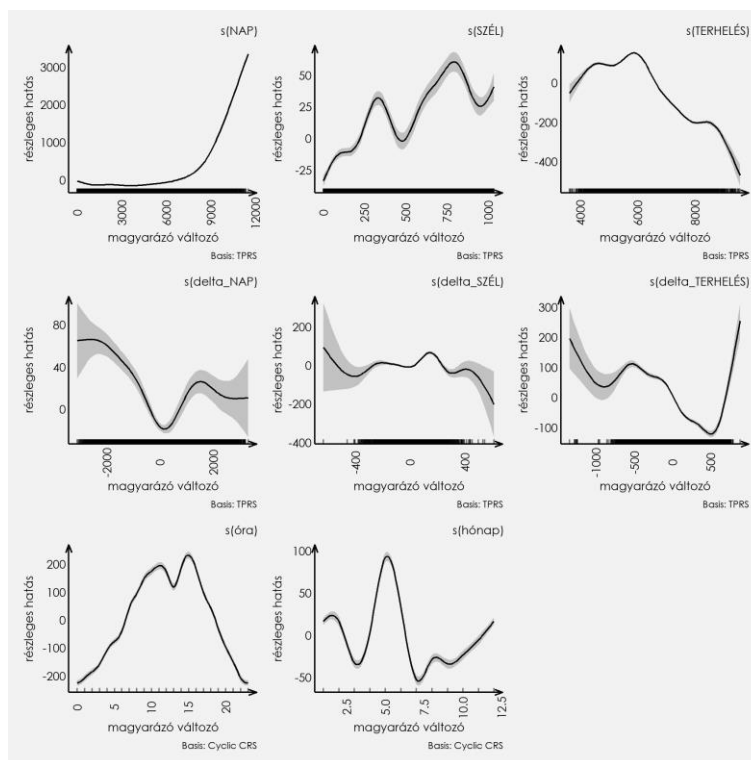
5. ábra: RES termeléskorlátozás napi jelleggörbéi (CET)

A RES termeléskorlátozás korrelációját a naperőművi, szélenergia-termelési és teljes megújuló termeléssel, valamint a terheléssel a 12. táblázat foglalja össze. A RES termeléskorlátozás és a vizsgált változók közötti Pearson-féle korreláció gyenge, illetve közepes mértékű, a kapcsolat lehetséges nemlinearitása miatt az összefüggések egy GAM modell (Generalized Additive Modell) segítségével kerültek további elemzésre.

12. táblázat: RES termeléskorlátozás korrelációja a megújuló termeléssel és terheléssel

Vizsgálati év	Klímaév	Korrelációs együtthatók, %				
		szélerőművi termelés	naperőművi termelés	szél- és naperőművi termelés	RES termelés	terhelés
2030	WS23	0,2	32,9	33,3	33,4	0,4
	WS27	1,8	27,0	27,3	27,4	1,7
	WS35	3,3	24,6	25,1	25,1	1,9
2035	WS23	0,0	32,3	32,8	32,9	1,2
	WS27	-0,4	27,8	27,9	28,0	2,6
	WS35	1,1	27,5	27,8	27,8	0,3

A GAM modellbe magyarázó változóként a naperőművi, szélerőművi termelés és ezek időbeli változása, a terhelés, a napszak (óra) és szezonáltság (hónap) került be. A részleges hatásgörbéket a 2030-as vizsgálati évre a 6. ábra szemlélteti, ami azt mutatja meg, hogy adott változó különböző értékeinél hogyan változik a RES termeléskorlátozás értéke, a szürke sáv a MC évek okozta bizonytalanság. A vizsgálati évek GAM modelljei között nincs szignifikáns különbség. A hatásgörbék alapján a naperőművi termelés hatása nem lineáris, alacsony naperőművi termelési értékeknél szinte nincs hatás, egy küszöbérték felett azonban meredek pozitív hatás jelenik meg, magas naperőművi termelés esetén nő a RES termeléskorlátozás. A szélerőművi termelés esetén több lokális maximum és minimum jelenik meg, a hatás nem monoton, közepes tartományban pozitív hatás látható. A terhelés és a RES termeléskorlátozás között egyértelműen csökkenő kapcsolat van, magasabb terhelésnél alacsonyabb RES termeléskorlátozás várható. A naperőművi és szélerőművi termelés, valamint a terhelés időbeli változásának hatása kevésbé egyértelmű, jelentősen nagyobb a MC évek okozta bizonytalanság (főleg a nagyobb időbeli változásoknál). A napi terhelési és termelési profilokhoz igazodva erős napi ciklikusság jellemző – éjjel alacsony hatás, reggel növekedés, napközben csúcs, majd este visszaesés. A szezonális mintázat alapján tavasszal és nyáron pozitív hatás (magasabb értékek), ősszel és télen alacsonyabb értékek várhatók. A két sarokév esetén a szezonális mintázatban van kisebb eltérés, hosszabb távon már a kora és késő tavaszi időszakban is jelentősebb a RES termeléskorlátozás mértéke, azonban mindkét vizsgált év esetén a három legfontosabb változó a naperőművi termelés és a fogyasztás, valamint a napon belüli ciklikusság, közepes jelentőségű a szélerőművi termelés és a szezonáltság.



6. ábra: RES termeléskorlátozás GAM modell – 2030 (CET)

5.1.1.3. RES integráció miatti rugalmassági hiány

Az FNA módszertan 8. cikkének 9. pontja alapján a RES integráció miatti rugalmassági hiány a RES termeléskorlátozás (klímaévek átlaga) RES integrációs célszámot meghaladó része. A 13. táblázat foglalja össze az eredményeket, mely alapján nem azonosítható RES integráció miatti rugalmassági hiány, a megújuló célszámok a várható terhelési és forrásoldali prognózisok mentén minden vizsgálati évben teljesülnek, melynek részben az az oka, hogy a várható naperőművi beépített teljesítmény meghaladja a NEKT-ben becsült mértéket.

13. táblázat: RES integráció miatti rugalmassági hiány

	2030 MWh	2035 MWh
RES termeléskorlátozás maximális mértéke	3 239 447	3 000 950
RES termeléskorlátozás mértéke (klímaévek átlaga)	651 967	921 609
RES integrációs rugalmassági igény	0	0

5.1.1.4. Új rugalmas források integrálásának vizsgálata

Az FNA módszertan 8. cikk 10-12. pontja alapján RES integráció miatti rugalmassági hiány esetén szükséges további rugalmas források rendszerbe integrálásának vizsgálata, például a módszertan szerint meghatározott energia/teljesítmény arányú rugalmas eszközök piacszimulációs modellbe illesztésével. Tekintettel arra, hogy nem került azonosításra RES integráció miatti rugalmassági hiány, nem szükséges új eszközök rendszerbe integrálásának vizsgálata a RES integrációs célszámok elérése érdekében.

Az FNA módszertan 8. cikkének 3. pontja alapján az első FNA jelentésben nem kerül implementálásra a termeléskorlátozást eredményező le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány és a rövid távú rugalmassági hiány visszacsatolása a RES termeléskorlátozás mértékébe, éves mértékük alapján azonban nem várható a RES integrációs célszám túllépése. A részletes elemzés a következő FNA jelentés keretében történik meg.

5.1.2. Teljesítményváltoztatási rugalmasság

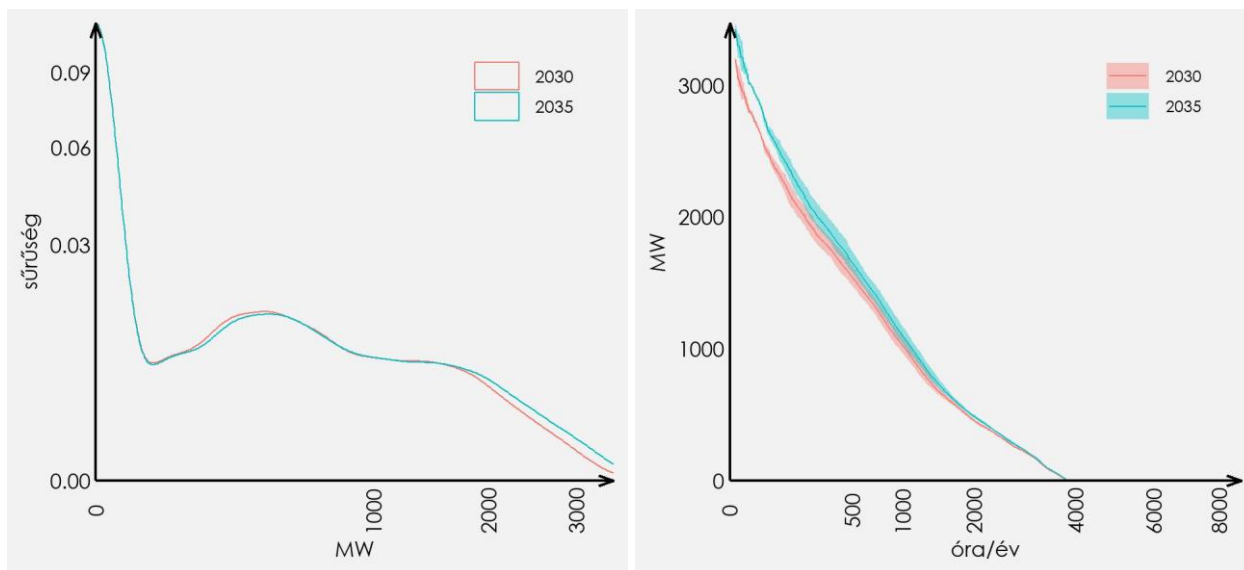
5.1.2.1. Teljesítményváltoztatási rugalmassági igény

A maradó terhelés időbeli változása, vagyis órás változékonysága ($t+1$. óra – t . óra) jellemzi a VER teljesítményváltoztatási rugalmassági igényét, a rendszer képességét a megfelelően gyors teljesítményváltoztatásra fel és le irányban. A fel irányú és le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény idősorok éves jellemzőinek leíró statisztikáját klímaévenként (WS) a 14. táblázat foglalja össze, a részletes leíró statisztika, valamint havi és napi jellemzők leíró statisztikája a 2. számú mellékletben található. Az eredmények alapján a fel és le irányú igények mértéke szimmetrikusnak mondható, a 0-tól eltérő értékre számított átlag 700 MW körül alakul, miközben a maximum elérheti a 3000-3500 MW közötti tartományt is, jelentős rugalmassági képességet igényelve a VER szabályozható forrásaitól. Fel irányú igény átlagosan 3800 órában jelentkezik az év során, le irányú igény pedig átlagosan 4900 órában jelentkezik. A fel irányú igény jellemző átlagos hossza 2 óra körüli, a le irányú igényé 6 óra körüli.

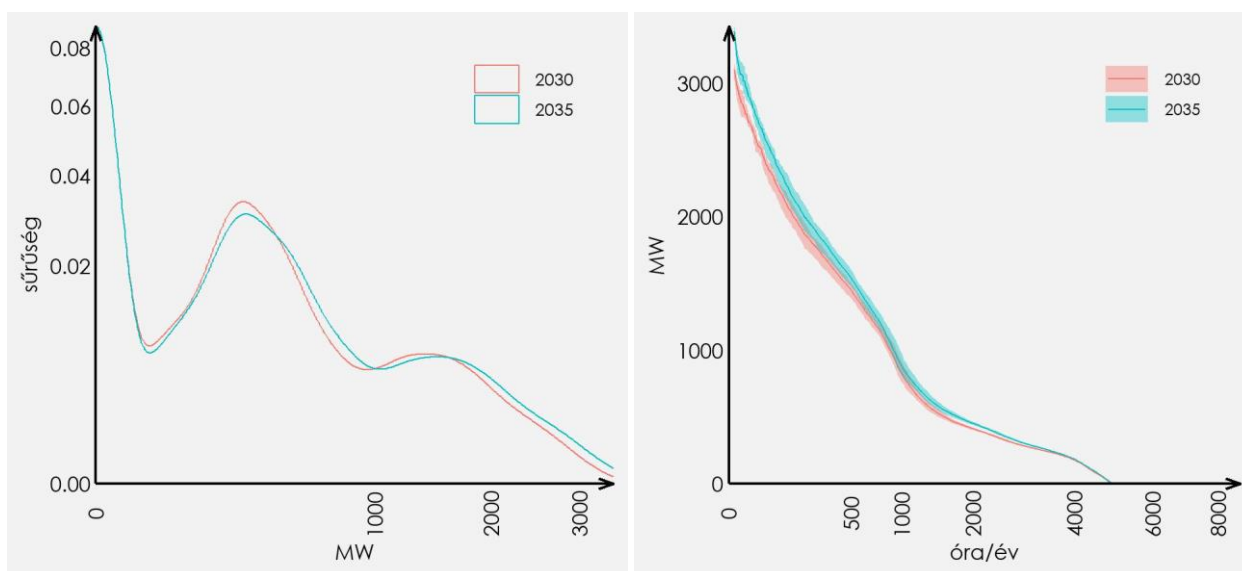
14. táblázat: Teljesítményváltoztatási rugalmassági igény jellemzőinek leíró statisztikája

Vizsgálati év		2030				2035			
Klímaév		WS23	WS27	WS35	ÖSSZES MC	WS23	WS27	WS35	ÖSSZES MC
fel irányú igény mértéke ($x>0$), MW	minimum	1	1	1	1	1	1	1	1
	átlag	701	744	683	709	745	797	733	759
	maximum	3 189	3 204	3 206	3 206	3 403	3 403	3 471	3 471
	P01	9	8	6	8	9	8	8	8
	P25	231	234	223	229	238	252	235	242
	P50	482	509	478	489	509	534	510	516
	P75	1 048	1 136	1 005	1 064	1 123	1 223	1 078	1 139
	P99	2 498	2 578	2 550	2 557	2 705	2 782	2 787	2 767
	szórás	624	657	613	632	673	709	660	681
le irányú igény mértéke ($x>0$), MW	minimum	1	1	1	1	1	1	1	1
	átlag	551	572	530	551	593	614	566	591
	maximum	3 028	3 127	3 150	3 150	3 346	3 428	3 394	3 428
	P01	9	12	15	12	11	12	12	12
	P25	214	219	214	216	224	227	222	224
	P50	343	349	333	342	373	382	362	372
	P75	622	675	603	631	698	745	661	701
	P99	2 435	2 412	2 281	2 398	2 615	2 598	2 438	2 560
	szórás	552	569	522	548	589	608	556	585

A teljesítményváltoztatási rugalmassági igény sűrűségfüggvényeit és tartamdiagramjait irányonként a vizsgált években a 7. ábra és a 8. ábra mutatja be. A sűrűségfüggvény alapján látható, hogy az eloszlás erősen jobbra ferde, vagyis a legtöbb eset kismértékű fel vagy le irányú teljesítményváltoztatási igényhez tartozik, nagyobb értékek ritkábban fordulnak elő. A tartamdiagramok ezt kiegészítve, azt mutatják, hogy a vizsgált sarokévekben az összes MC év eredményeit tekintve sem várható 4000 óránál több fel irányú és 5000 óránál több le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény. A vizsgálati évek mintázatai között csak kisebb különbségek láthatók. A le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény esetén valamivel nagyobb a nagyon kis értékek körüli koncentráció, gyakrabban fordulnak elő kisebb leterhelési igények.



7. ábra: Fel irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény sűrűségfüggvénye és tartamdiagramja



8. ábra: Le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény sűrűségfüggvénye és tartamdiagramja

A teljesítményváltoztatási rugalmassági igény szezonális (havi) és napi függésére vonatkozó statisztikai mutatókat klímaévenként és az összes MC évre vonatkoztatva a 2. számú melléklet tartalmazza. A szezonális és napi jelleget a teljesítményváltoztatási rugalmassági igényre vonatkozó hőtésképek (9. ábra és 11. ábra) és a napi jelleggörbék (10. ábra és 12. ábra) szemléltetik.

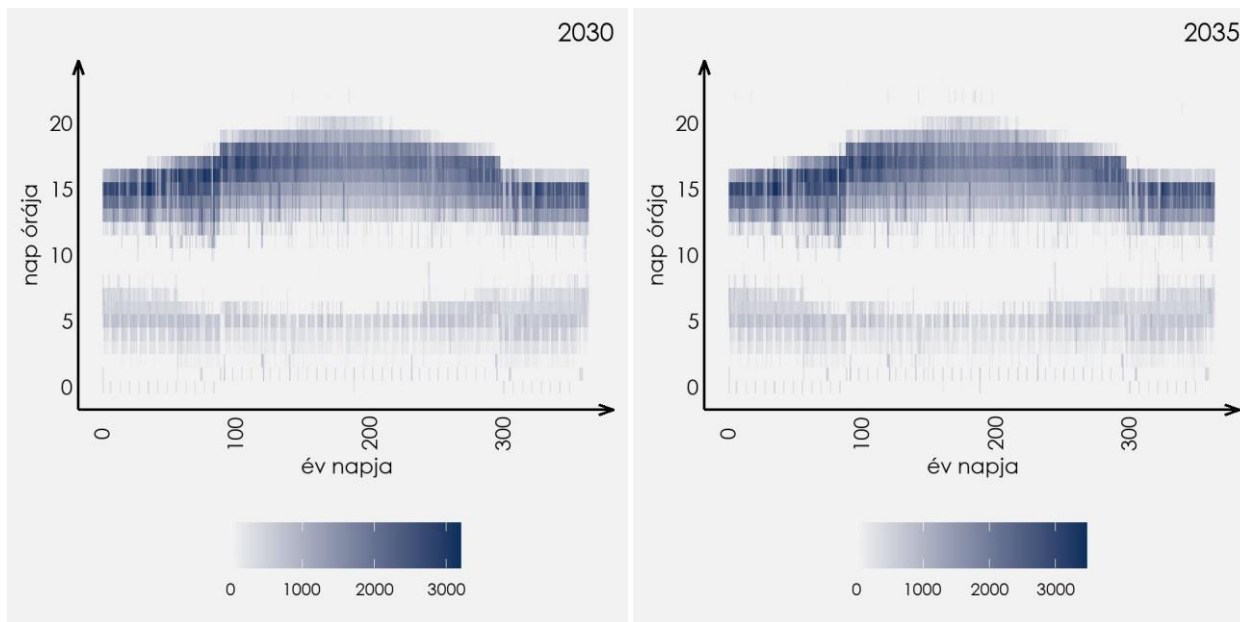
A fel irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény mintázatát tekintve az alábbiak mondhatók el:

- a fel irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény szezonálisitása kevésbé egyértelmű, az átlagos igények tavasszal a legnagyobbak, a maximális igények pedig télen, illetve tavasz elején a legnagyobbak,
- a hétköznapi és hétvégi/ünnepnapi igények mértéke között nincs szignifikáns különbség, azonban az éjszakai órákban hétköznapokon nagyobb igények jelentkezhetnek,
- a rugalmassági igény napon belüli alakulásában – a terhelési görbe jellemző alakjához igazodva – megfigyelhető, hogy a hajnali órákban is kialakul egy lokális csúcs.

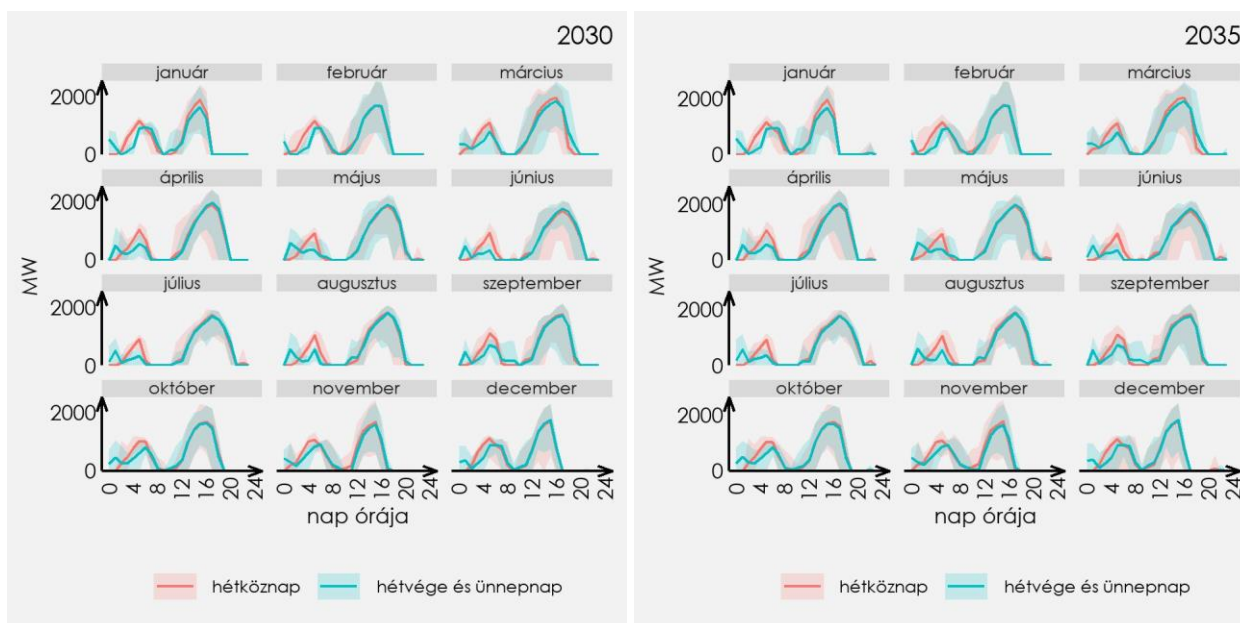
A le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény mintázatát tekintve az alábbiak mondhatók el:

- a le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény szezonalitása sem teljesen egyértelmű, de jellemzően tavasszal várható nagyobb igények,
- a hétköznapi és hétvégi/ünnepnapi igények mértéke között nincs szignifikáns különbség,
- a rugalmassági igény napon belüli alakulásában – a terhelési görbe jellemző alakjához igazodva – megfigyelhető, hogy az esti órákban is kialakul egy lokális, alacsonyabb mértékű, elnyújtottabb csúcs, azonban szezonális alapon nincs jelentős különbség a hétköznapok vagy hétvége/ünnepnapi között.

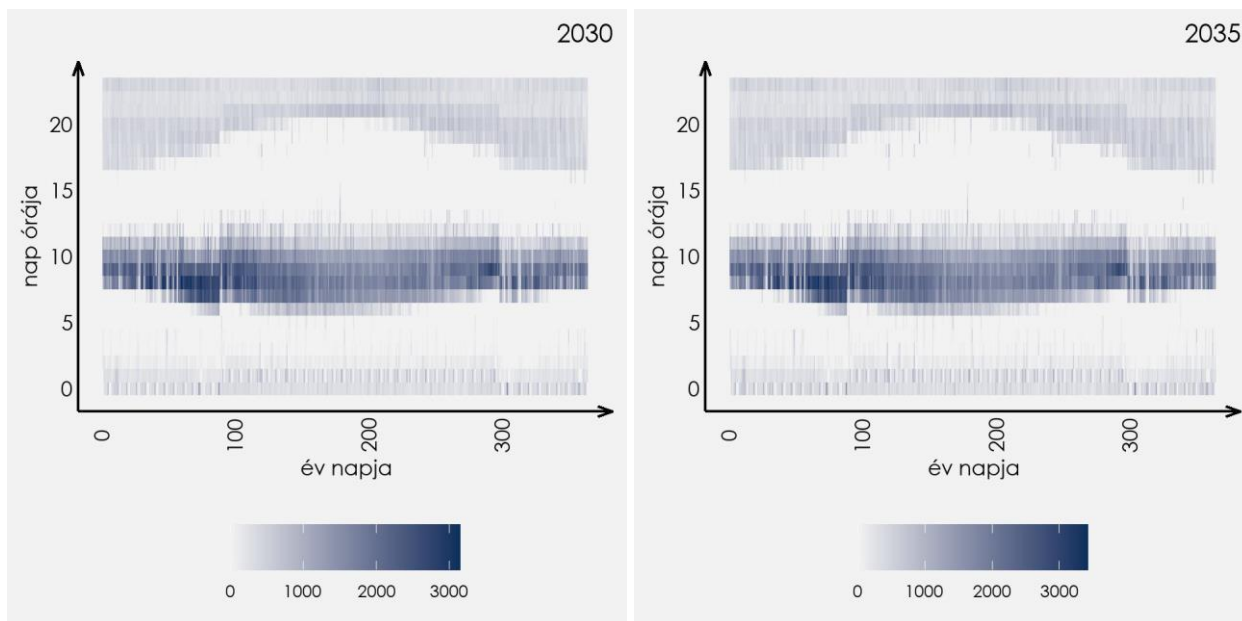
A klímaévek tekintetében nincs jelentős különbség, fel irányú és le irányú igények esetén is a WS27 szerint várható átlagosan a legnagyobb mértékű igények, azonban az eltérés nem számottevő.



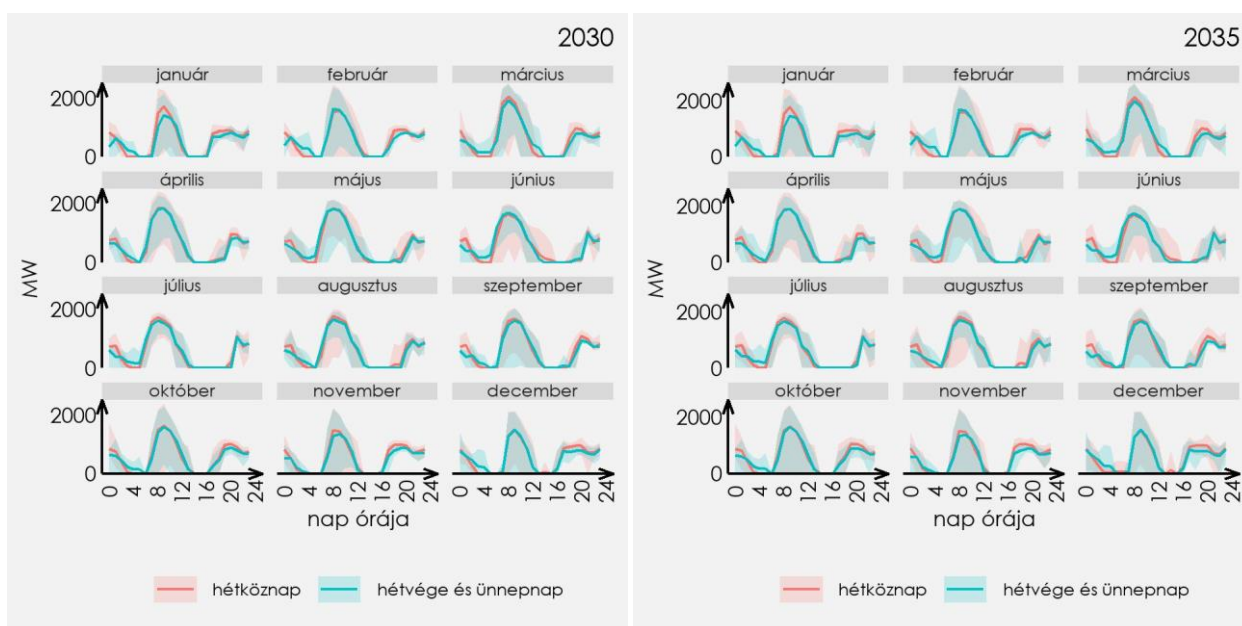
9. ábra: Fel irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény (MW) szezonális és napi alakulása (hőterkép) (CET)



10. ábra: Fel irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény napi jelleggörbéi (CET)



11. ábra: Le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény (MW) szezonális és napi alakulása (hőterkép) (CET)



12. ábra: Le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény napi jelleggörbéi (CET)

A teljesítményváltoztatási rugalmassági igény korrelációját a naperőművi, szélerőművi és teljes megújuló termeléssel, valamint a terheléssel a 15. táblázat foglalja össze. A teljesítményváltoztatási rugalmassági igény és a vizsgált változók közötti Pearson-féle korreláció gyenge, illetve közepes mértékű, a kapcsolat lehetséges nemlinearitása miatt az összefüggések egy GAM modell segítségével kerültek további elemzésre.

A GAM modellbe magyarázó változóként a naperőművi, szélerőművi termelés, a terhelés és ezek időbeli (órás) változása, a maradó terhelés, a napszak (óra) és szezonáltság (hónap) került be. A részleges hatásgörbéket a 13. ábra és a 14. ábra szemlélteti, melyek azt mutatják meg, hogy adott változó különböző értékeinél hogyan változik a teljesítményváltoztatási rugalmassági igény, a szürke sáv pedig a MC évek okozta bizonytalanság. (A két vizsgálati év görbéit tekintve fel irányban kis eltérések lehetnek egyes magyarázó változók esetén, le irányban nincs jelentős különbség.)

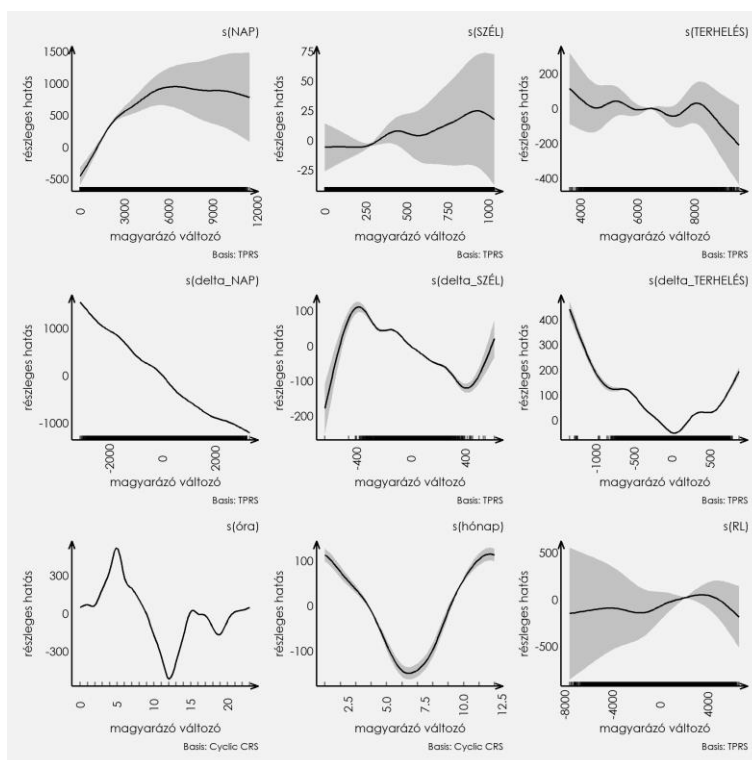
15. táblázat: A teljesítményváltoztatási rugalmassági igény korrelációja a megújuló termeléssel és terheléssel

Irány	Vizsgálati év	Klímaév	Korrelációs együtthatók, %				terhelés
			szélerőművi termelés	naperőművi termelés	szél-, és naperőművi termelés	RES termelés	
fel	2030	WS23	-6,7	39,6	39,4	39,5	30,4
		WS27	-3,8	39,1	39,0	39,0	32,8
		WS35	-4,2	39,3	39,0	39,1	33,0
	2035	WS23	-6,5	40,0	39,6	39,7	30,5
		WS27	-3,6	39,5	39,2	39,2	33,2
		WS35	-4,2	39,8	39,3	39,3	33,5
le	2030	WS23	-8,9	6,6	5,8	5,8	4,9
		WS27	-5,4	5,8	5,3	5,3	6,7
		WS35	-3,7	5,9	5,5	5,5	8,0
	2035	WS23	-8,9	5,8	4,5	4,5	2,9
		WS27	-5,5	4,8	4,0	4,0	4,6
		WS35	-3,8	4,8	4,3	4,2	6,2

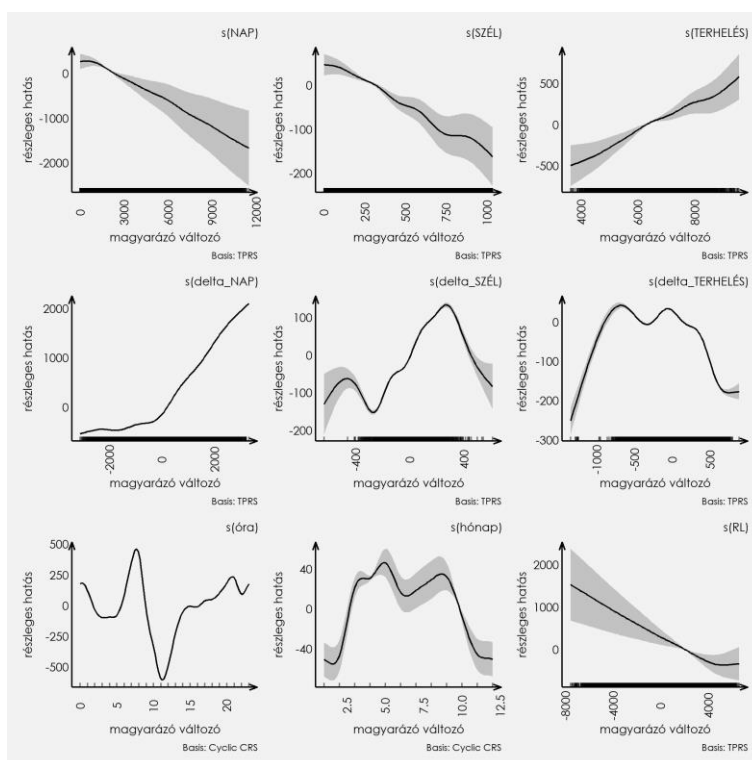
A fel irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igényhez tartozó hatásgörbék alapján a naperőművi termelés hatása nem lineáris, alacsony tartományban gyors növekedés látható, 2500 MW termelés felett azonban a MC évek okozta bizonytalanság jelentősen megnő. 5500 MW-ig mindegyik MC év alapján nő a fel irányú igény (a növekedés ütemében azonban jelentős eltérés van), efelett azonban egyes esetekben csökkenés várható a fel irányú igényben. Továbbá elmondható, hogy az eredmények alapján a naperőművi termelés nem növeli korlátlanul a fel irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igényeket. A szélerőművi termelés hatása nagy bizonytalanságot mutat, átlagban 2030-ban enyhén növekvő, 2035-ben enyhén csökkenő trend mutatkozik. A terhelés hatása nemlineáris, és a két sarokévben eltérő, 2030-ban alapvetően a terhelés negatív hatású, kisebb tartományokban jelentkezik pozitív hatás is, 2035-ben az alacsony terhelés negatív, a magasabb terhelés pozitív hatású, 9000 MW felett újra negatív hatása van a fel irányú igényre. A terhelés hatása is erősen bizonytalan. A legerősebb és egyértelműbb hatás a naperőművi termelés órás változása és a fel irányú igények változása között van, közel lineáris a kapcsolat. A szélerőművi termelés órás változása nem teljesen stabil, kisebb változások negatív hatásúak, nagyobb változások pozitív hatásúak. A terhelés órás változása azt mutatja, hogy a terhelés nagymértékű változása (mindkét irányban) egyértelműen magyarázza a fel irányú teljesítményváltoztatási igényeket. A hatásgörbék alapján erős napi mintázat látszik, hajnalban van egy pozitív csúcs, reggeli órákban meredek csökkenés, dél körül erős negatív minimum, majd este újra növekedés, a naperőművi termelés és a terhelési görbe alakjával összhangban. A szezonális hatást tekintve nyári hónapokban alacsonyabb, téli időszakban magasabb értékek jellemzők. A maradó terhelés hatása jelentős bizonytalansággal terhelt, 2030-ban 4000 MW-ig enyhén pozitív, afelett negatív hatást mutat, 2035-ben az átlagot tekintve negatív hatású. A két vizsgálati év görbéit tekintve nincs jelentős eltérés, magyarázó változók közül tehát közép- és hosszú távon is fel irányú teljesítményváltoztatási igényeket a naperőművi termelés és annak órás változása, a terhelés órás változása, valamint a napon belüli ciklikusság és szezonális határozza meg.

A le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igényhez tartozó hatásgörbék alapján a naperőművi termelés hatása erősen csökkenő kapcsolatot mutat, kis naperőművi termelés pozitív hatású, nagyobb naperőművi termelés negatív hatású. A szélerőművi termelés is csökkenő kapcsolatot mutat, nagyobb szélerőművi termelés csökkenti a le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igényt, de mértékét tekintve kisebb hatással bír. A terhelés növekvő kapcsolatot mutat, vagyis nagyobb terhelés növeli az igények mértékét. A naperőművi termelés órás változása és a le irányú igények változása között nagyon erős van. A szélerőművi termelés órás változásának hatása nem lineáris, közepes jelentőségű, a kis változások pozitív hatásúak, nagyobb változások negatív hatásúak. A terhelés órás változása esetén a terhelés csökkenése pozitív kapcsolatot mutat, a terhelés növekedése negatív hatású. A hatásgörbék alapján erős napi mintázat látszik, reggel pozitív csúcs, délelőtt negatív minimum, délután erős növekedés, majd este egy lokális csúcs, a naperőművi termelés és a terhelési görbe alakjával összhangban. A szezonális hatást tekintve tavasz körül pozitív csúcs, de a hatás mérsékelt. A maradó terhelés hatása szintén jelentős bizonytalansággal terhelt, negatív hatást mutat. A két vizsgálati év görbéit tekintve nincs jelentős változás, magyarázó változók közül tehát közép- és

hosszú távon is le irányú teljesítményváltoztatási igényeket a naperőművi termelés és annak órás változása, a terhelés órás változása, valamint a napon belüli ciklikusság határozza meg.



13. ábra: Fel irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény GAM modell – 2030 (CET)



14. ábra: Le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény GAM modell – 2030 (CET)

5.1.2.2. Teljesítményváltóztatási rugalmassági képesség

Az FNA módszertan 9. cikkének 2. pontja alapján a rugalmasságot nyújtó eszközök (hagyományos és megújuló erőművi termelés, tárolás, keresletoldali válasz) fel és le irányú rugalmassági képességének számítása a technikai korlátok és a várható munkapontok alapján történik, valamint figyelembevételre kerül a külföldről elérhető rugalmasság is a várható import-export viszonyok és maximális import-export lehetőség, valamint a historikus nagykereskedelmi és kiegyenlítő szabályozási piacok likviditása alapján.

A teljesítményváltóztatási rugalmassági képességek a 16. táblázat szerinti szempontok figyelembevételével kerültek meghatározásra a vizsgálati években, minden esetben az 1 órán belül elérhető képességek jelentik a teljesítményváltóztatási rugalmassági képességet. A képességekből fel irányban levonásra kerülnek az ERAA 2025 adatszolgáltatás szerinti FCR és FRR tartalékok, ezek 2030-ban összesen 818 MW-tal, 2035-ben pedig 1111 MW-tal csökkentik a hazai erőművek és tárolók képességeit.

16. táblázat: Teljesítményváltóztatási rugalmassági képességek meghatározásának elvei

		2030	2035
Nagyerőművek	Atom	Paks I. esetében nem számolunk ezen az időtávon képességgel.	Paks I. esetében nem számolunk ezen az időtávon képességgel. Paks II. esetében 8 MW/perc, illetve a piacszimuláció eredményeképp kialakult munkapont mértékében nyújt képességet.
	CCGT és gázmotor	Az akkreditált jellemzők és a piacszimuláció eredményeképp kialakult munkapont mértékében nyújt képességet, fűtési időszakon kívül csökkentett képesség.	
	OCGT	Az akkreditált jellemzők és a piacszimuláció eredményeképp kialakult munkapont mértékében nyújt képességet, álló helyzetből is indítható negyedórán belül.	
	Nap	Le irányú képességet a várható ipari naperőművekből akkreditált hányad alapján (44,42%), az adott sarkévi beépített teljesítmény és adott órás termelésének figyelembevétele mellett. Fel irányba csak termeléskorlátozás esetén, a termelés korlátozás mértékéig, kizárólag a nem KÁT-os képességekre nézve. Beépített teljesítmény: 9582 MW Akkreditált volumen: 4256 MW melyből KÁT-os: 1565 MW	
Megújuló és hagyományos kiserőművek	Szél	Le irányú képességet a várható ipari szél erőművek akkreditált hányada alapján (72,45%), az adott sarkévi beépített teljesítmény és adott órás termelésének figyelembevétele mellett. Fel irányú képesség nem került figyelembevétele.	
	Biomassza együtt-tüzelés	Ezen az időtávon nem nyújt képességet.	
	Egyéb megújuló (víz, geotermikus, hulladék)	A vízenergia ezen az időtávon nem nyújt képességet. Egyéb megújuló termelők az akkreditált jellemzők és a piacszimuláció eredményeképp kialakult munkapont mértékében nyújt képességet.	
	Egyéb nem megújuló	Az akkreditált jellemzők és a piacszimuláció eredményeképp kialakult munkapont mértékében nyújt képességet.	
Tárolás és DSR	Ipari villamosenergia-tárolók	Feltételezett akkreditált jellemzők és a piacszimulációs munkapont és töltöttségi szint alapján számolt képesség. Az ERAA 2025 szerinti piaci és nem piaci, kiegyenlítő szabályozási célú beépített teljesítménye is részét képezi a képességeknek a piaci alapú csoport munkapontja alapján.	
	Explicit DSR	A piacszimuláció eredményeképp kialakult munkapont mértékében nyújt le irányú rugalmassági képességet.	
	Elektrolizáló	A piacszimuláció eredményeképp kialakult munkapont mértékében nyújt fel irányú rugalmassági képességet.	
	P2H	Beépített teljesítmény mértékében nyújt le irányú képességet.	
	Implicit DSR	A piacszimuláció eredményeképp kialakult munkapont mértékében nyújt képességet.	

A határkeresztező rugalmasság meghatározása során az alábbi szempontok kerültek figyelembevételre, az eredményeket a 17. táblázat foglalja össze:

- A piacszimuláció a másnapi időtávon a flow-based domain szerinti import és export lehetőségekkel számol, ez kerül szűkítésre a rugalmassági időtávokon feltételezhető elérhető kapacitásokra.
- Első lépésként meghatározásra került egy elméleti hálózati korlát, egyrészt a Core régióra számított flow-based domain szélsőértékei alapján, illetve konzervatívabb megközelítés mentén a prognosztizált NTC kapacitások 75%-os korlátját figyelembe véve.
- Második lépésként az FNA módszertan 9. cikkének 3/c. pontja alapján figyelembevételre kerültek a releváns piacok likviditási korlátjai. A teljesítményváltoztatási rugalmassági igény esetén releváns piacként a kiegyenlítő szabályozási energiapiacok kerültek azonosításra, a MARI és PICASSO platformokhoz való csatlakozásig ez az IGCC-n keresztül került figyelembevételre. A 2025. évi historikus piaci árak mennyiséggel súlyozott átlagos óras áraihoz tartozó 1. és 99. percentilis (P01, P99), majd az ezekhez tartozó historikus (IGCC) import és export ATC-k kerültek meghatározásra. A likviditáshoz köthető hálózati korlátok az import és export irányú, piaci árak alapján szűrt ATC idősorok 50. és 10. percentilisei (P50, P10).
- A szélsőséges áras órákban (a piacszimulációs eredmények szerinti P01 alatti határárú órák) a hálózati korlát megegyezik az export irányú likviditási korlát (ATC) P10 értékével, a P99 feletti órákban a hálózati korlát megegyezik az import irányú likviditási korlát (ATC) P10 értékével.
- A normál áras órákban a hálózati korlát alapesetben megegyezik az elméleti export és import irányú NTC korláttal, érzékenységvizsgálatként az export és import irányú likviditási korlát (ATC) P50 értékével.

17. táblázat: Határkeresztező rugalmassági képesség meghatározása során figyelembe vett korlátok

		Normál árak		Szélsőséges árak	
		Import	Export	Import (P99)	Export (P01)
Határkeresztező képességekkel	2030	6636	5593	151	516
	2035	7191	6650	151	516
Határkeresztező képességek korláttal	2030	785	1895	151	516
	2035	785	1895	151	516

A továbbiakban az eredmények a határkeresztező képességek figyelembevétele mentén három esetre kerülnek bemutatásra:

- *határkeresztező képességek nélkül (HK nélkül)* csak a hazai képességeket felmérve,
- *határkeresztező képesség korláttal (HK korlát)*, melyben konzervatív módon az érzékenységvizsgálatnak megfelelő limitek kerülnek alkalmazásra a normál és a szélsőséges áru órákban,
- *határkeresztező képességekkel (HK)*, melyben optimista módon a limitek csak a szélsőséges áru órákban kerülnek alkalmazásra.

A figyelembe vett eszközök teljesítményváltoztatási képességekben betöltött szerepét a legoptimistább esetre, vagyis amikor a határkeresztező képességek is csak az extrém áras órákban kerülnek korlátozásra, fel irányban a 15. ábra, le irányban a 16. ábra szemlélteti. Az ábrák azt mutatják meg, hogy a határkeresztező képességek optimista figyelembevétele mellett a vizsgált sarokév összes MC évének összes órájában hogyan alakulnak a hazai képességek. Az ábrák jelmagyarázataiban az egyes képességtípusokhoz tartozó éves átlagos rugalmassági képesség is feltüntetésre került. A külföldi képességek optimista modellezése esetén mindkét irányban és mindkét sarokévben megállapítható, hogy a képességek többsége szinte minden órában külföldről származik. Ezekben az esetekben az összes rendelkezésre álló rugalmasságot elsősorban a határkeresztező kapacitások mennyisége befolyásolja, és a hazai termelési portfólió szerepe másodlagossá válik.

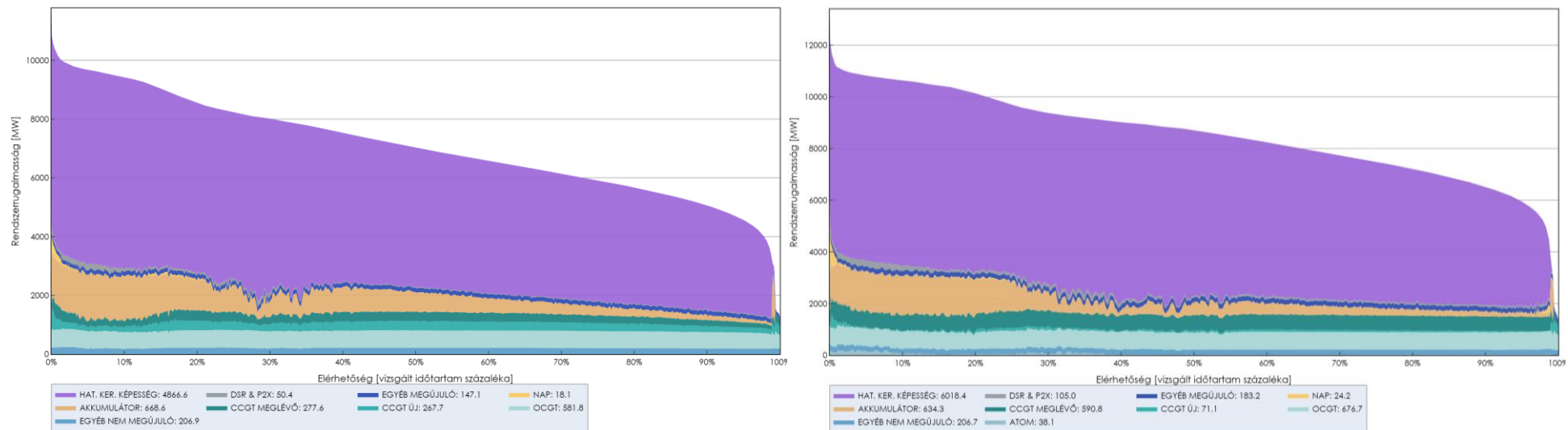
Fel irányban három domináns forrás azonosítható:

- az import (az ábrán az optimista rendelkezésre állás mellett),
- a hazai erőművek alacsony munkapontjaihoz igazodva azok felterhelési képessége (de ezt csökkenti a lekötött FCR és FRR kapacitások összege), illetve
- a villamosenergia-tárolók kisütése.

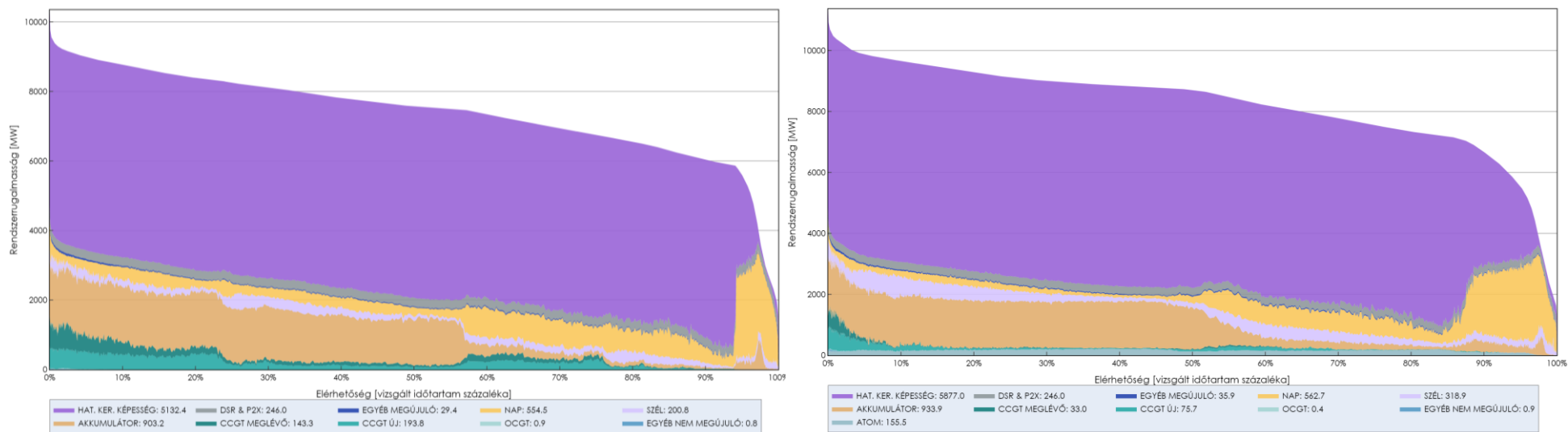
Le irányban már több forrás áll rendelkezésre:

- az export, mely mellett a hazai termelési portfólió másodlagossá válik,
- az időjárásfüggő termelők,
- a villamosenergia-tárolók töltése.

A legkevesebb le irányú képesség éppen azokban az órákban áll rendelkezésre, amikor a legnagyobb a naperőművi termelés, ilyenkor ugyanis jellemző az erős exportpozíció, amely korlátozza a további rugalmas export képességeket, ugyanakkor a magas PV termelésből származó képességek ezt a kiesést csak részben kompenzálják, hiszen a naperőműveknek csak egy része (akkreditált ipari PV) jelenik meg mint rugalmas képesség.



15. ábra: Fel irányú teljesítményváltóztatási képességek rendelkezésre állása



16. ábra: Le irányú teljesítményváltóztatási képességek rendelkezésre állása

5.1.2.3. Teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány

Az FNA módszertan 9. cikk 4. pontja alapján a teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány a maradó terhelés órás változékonyságának és a rugalmassági eszközök órás teljesítményváltoztatási képességének különbözeteként áll elő.

A fel és le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány idősorok leíró statisztikáját az összes MC év eredményeit feldolgozva a 18. táblázat és a 19. táblázat foglalja össze, melyben irányonként a teljesítményváltoztatási rugalmassági – 0-tól eltérő – hiány mértéke (MW), az éves teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány mértéke a MC évekre vonatkoztatva (MWh és óra), a teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány jellemző hossza (óra) és két teljesítményváltoztatási rugalmassági hiánnyal érintett időszak között eltelt átlagos idő (óra) került feltüntetésre, a határkeresztező rugalmassági képesség három esetét vizsgálva. A fel és le irányú havi és napi teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány mértékét (MWh és óra) klímaévenként és az összes MC évre a 2. számú melléklet tartalmazza. Csak hazai képességeket tekintve nincs jelentős különbség az egyes klímaévek között. Fel irányban határkeresztező képességekkel sincs jelentős eltérés, azonban le irányban a WS27 esetében nem azonosítható hiány sem konzervatív, sem optimista határkeresztező képességek esetén.

18. táblázat: Fel irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány jellemzőinek leíró statisztikája

Vizsgálati év		2030			2035		
ÖSSZES MC		HK nélkül	HK korlát	HK	HK nélkül	HK korlát	HK
hiány mértéke, (x>0), MW	min.	0,2	0,2	0,2	0,5	0,5	0,5
	átlag	271	240	74	260	216	119
	max.	2 241	1 998	580	2 248	1 576	536
	P01	2	1	0	3	3	3
	P25	74	71	10	69	58	58
	P50	172	157	34	176	151	98
	P75	358	317	62	363	307	146
	P99	1 466	1 257	518	1 313	996	465
	szórás	296	255	132	271	217	92
hiányeseményhez tartozó energia összesen, MWh	min.	43 194	27 317	0	35 970	13 032	0
	átlag	59 204	35 546	25	56 283	22 139	174
	max.	104 434	48 742	894	105 119	38 700	1035
	P01	43 942	27 658	0	37 113	13 729	0
	P25	48 919	32 743	0	45 366	18 483	0
	P50	53 151	34 890	0	52 349	21 660	123
	P75	65 787	38 122	1	60 936	23 241	252
	P99	101 549	47 131	436	100 040	38 046	796
	szórás	14 100	4 435	117	15 741	5 374	214
hiánnyal érintett órák száma összesen, h	min.	178	119	0,0	160	76	0,0
	átlag	218	148	0,3	217	102	1,5
	max.	275	191	4,0	296	151	7,0
	P01	180	120	0,0	162	76	0,0
	P25	203	139	0,0	195	93	0,0
	P50	216	148	0,0	213	100	1,0
	P75	234	156	1,0	235	111	2,0
	P99	274	184	2,8	291	146	6,4
	szórás	22	15	0,7	33	16	1,7
hiányesemények közötti intervallum hossza, h	min.	1,0	1,0	2,0	1,0	1,0	1,0
	átlag	38,7	55,3	248,8	39,3	82,6	162,9
	max.	1 032,0	1 726,0	897,0	867,0	1 826,0	7 354,0
	P01	1,0	1,0	3,4	1,0	1,0	1,0
	P25	1,0	10,0	36,5	1,0	11,0	1,0
	P50	15,0	23,0	48,0	13,0	24,0	12,0
	P75	38,0	58,0	260,3	46,0	96,0	24,0
	P99	383,0	504,0	871,5	356,2	709,1	3 785,3
	szórás	72,5	107,6	432,7	71,0	146,6	1 037,9
hiányesemény hossza, h	min.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	átlag	1,4	1,3	1,0	1,4	1,2	1,3
	max.	8,0	8,0	1,0	11,0	9,0	3,0
	P01	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	P25	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	P50	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	P75	2,0	1,0	1,0	2,0	1,0	1,0
	P99	4,0	4,0	1,0	4,0	5,0	3,0
	szórás	0,7	0,6	0,0	0,8	0,7	0,6

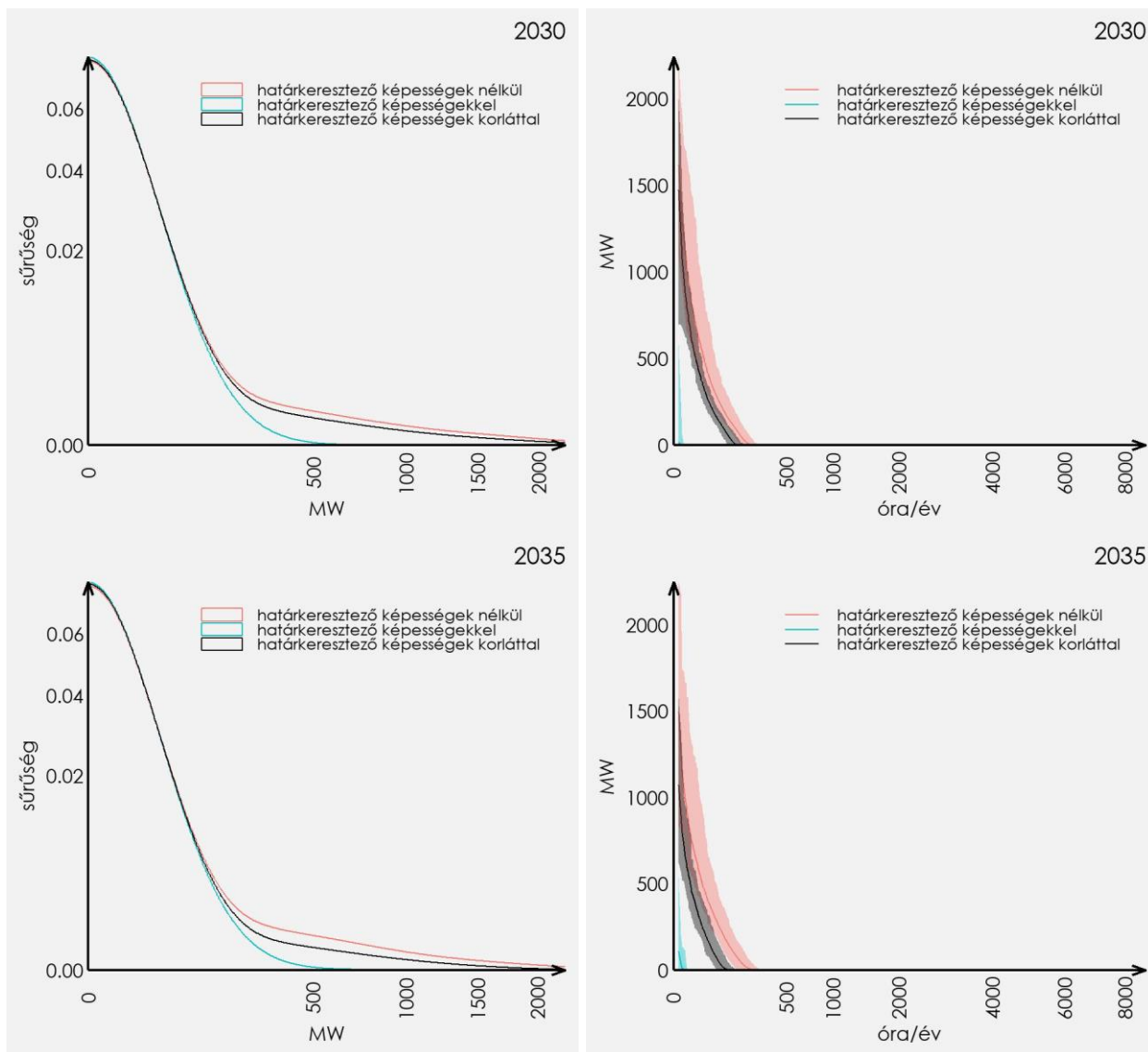
19. táblázat: Le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány jellemzőinek leíró statisztikája

Vizsgálati év		2030			2035		
ÖSSZES MC		HK nélkül	HK korlát	HK	HK nélkül	HK korlát	HK
hiány mértéke, (x>0), MW	min.	0,1	85	85	1,0	10	10
	átlag	164	257	264	205	516	528
	max.	1 563	806	806	1 968	1 452	1 452
	P01	2	87	87	1	35	34
	P25	47	123	122	51	228	254
	P50	115	194	157	118	415	430
	P75	201	269	274	279	820	820
	P99	907	784	786	1 297	1 452	1 452
	szórás	191	201	212	250	362	362
hiányeseményhez tartozó energia összesen, MWh	min.	5 863	0	0	4 681	0	0
	átlag	12 120	81	75	8 541	792	783
	max.	22 008	955	955	13 091	4 206	4 206
	P01	6 021	0	0	4 723	0	0
	P25	8 344	0	0	6 745	0	0
	P50	9 533	0	0	8 365	89	89
	P75	17 996	88	88	10 392	1 626	1 626
	P99	21 750	867	867	12 827	4 156	4 156
	szórás	5 122	189	181	2 240	1 191	1 181
hiánnyal érintett órák száma összesen, h	min.	43	0,0	0,0	22	0,0	0,0
	átlag	74	0,3	0,3	42	1,5	1,5
	max.	114	2,0	2,0	59	6,0	6,0
	P01	44	0,0	0,0	22	0,0	0,0
	P25	53	0,0	0,0	31	0,0	0,0
	P50	68	0,0	0,0	46	1,0	1,0
	P75	96	1,0	1,0	51	3,0	3,0
	P99	113	2,0	1,4	58	6,0	6,0
	szórás	22	0,6	0,5	12	1,9	1,8
hiányesemények közötti intervallum hossza, h	min.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	átlag	99,8	575,7	1,0	186,5	252,3	240,1
	max.	1 368,0	863,0	1,0	2 005,0	1 439,0	1 439,0
	P01	1,0	18,2	1,0	1,0	1,0	1,0
	P25	8,0	432,0	1,0	24,0	24,0	24,0
	P50	36,0	863,0	1,0	96,0	240,0	240,0
	P75	120,0	863,0	1,0	264,0	336,0	336,0
	P99	788,1	863,0	1,0	1 176,0	1 230,2	1 237,4
	szórás	153,8	497,7	-	245,8	266,5	262,8
hiányesemény hossza, h	min.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	átlag	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	max.	3,0	2,0	2,0	4,0	3,0	3,0
	P01	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	P25	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	P50	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	P75	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	P99	3,0	1,8	1,9	2,0	3,0	3,0
	szórás	0,4	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4

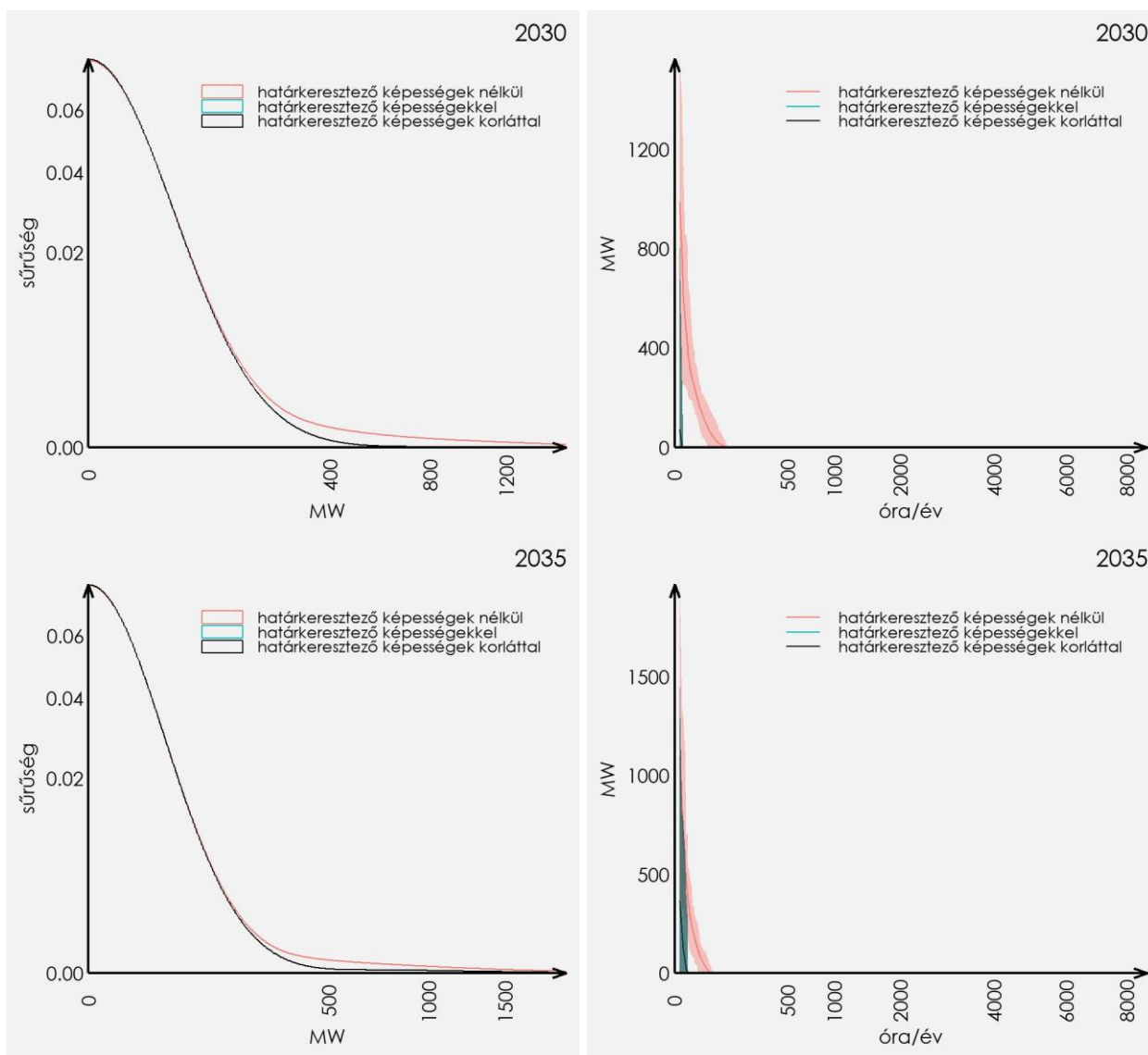
A statisztikai eredményeket szemlélteti a teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány sűrűségfüggvénye a vizsgált időhorizontokon, melyet kiegészít a vizsgálati évek összes MC éveinek eredményeire vonatkozó tartamdiagram (17. ábra, 18. ábra), az ábrákon megjelenik a határkeresztező képességek figyelembevételének három esete. Az ábrák egyértelműen mutatják, hogy dominánsan nem jellemző sem fel, sem le irányban teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány, a határkeresztező képességek még inkább a kisebb tartományokba mozdítják, illetve gyakorlatilag megszüntetik a hiányokat. A hiány nem szimmetrikus, le irányban teljesítmény és óraszám szempontjából is alacsonyabb mértékű.

Fel irányban a napelemes termelés napszak szerinti csökkenéséhez és a terhelés növekedéséhez köthető fel irányú igényeket elsősorban az import menetrendek képesek lekövetni, amennyiben az importlehetőségek normál árú órákban is beszűkülnek a hiányok mértéke is nő.

A le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány gyakorlatilag csak pár szélsőséges évben jellemző. Mértéke csak hazai képességek figyelembevétele mellett is alacsonyabb, a határkeresztező képességek figyelembevételének hatása kevésbé jelentős, vagyis probléma elsősorban akkor jelentkezik, amikor az exportlehetőségek a szélsőségesen alacsony árú órákban beszűkülnek.

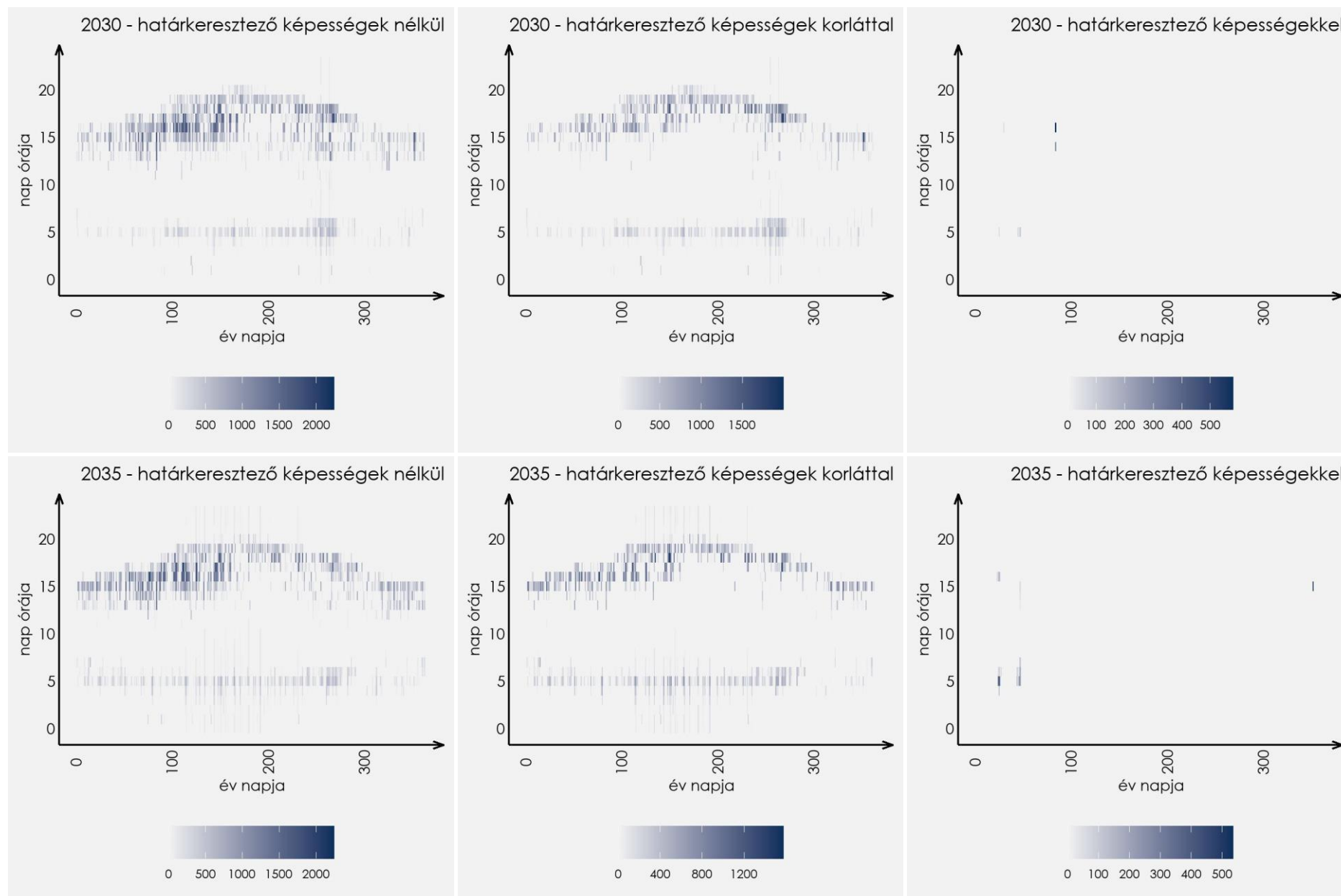


17. ábra: Fel irányú teljesítményváltoztatási hiány sűrűségfüggvénye és tartamdiagramja

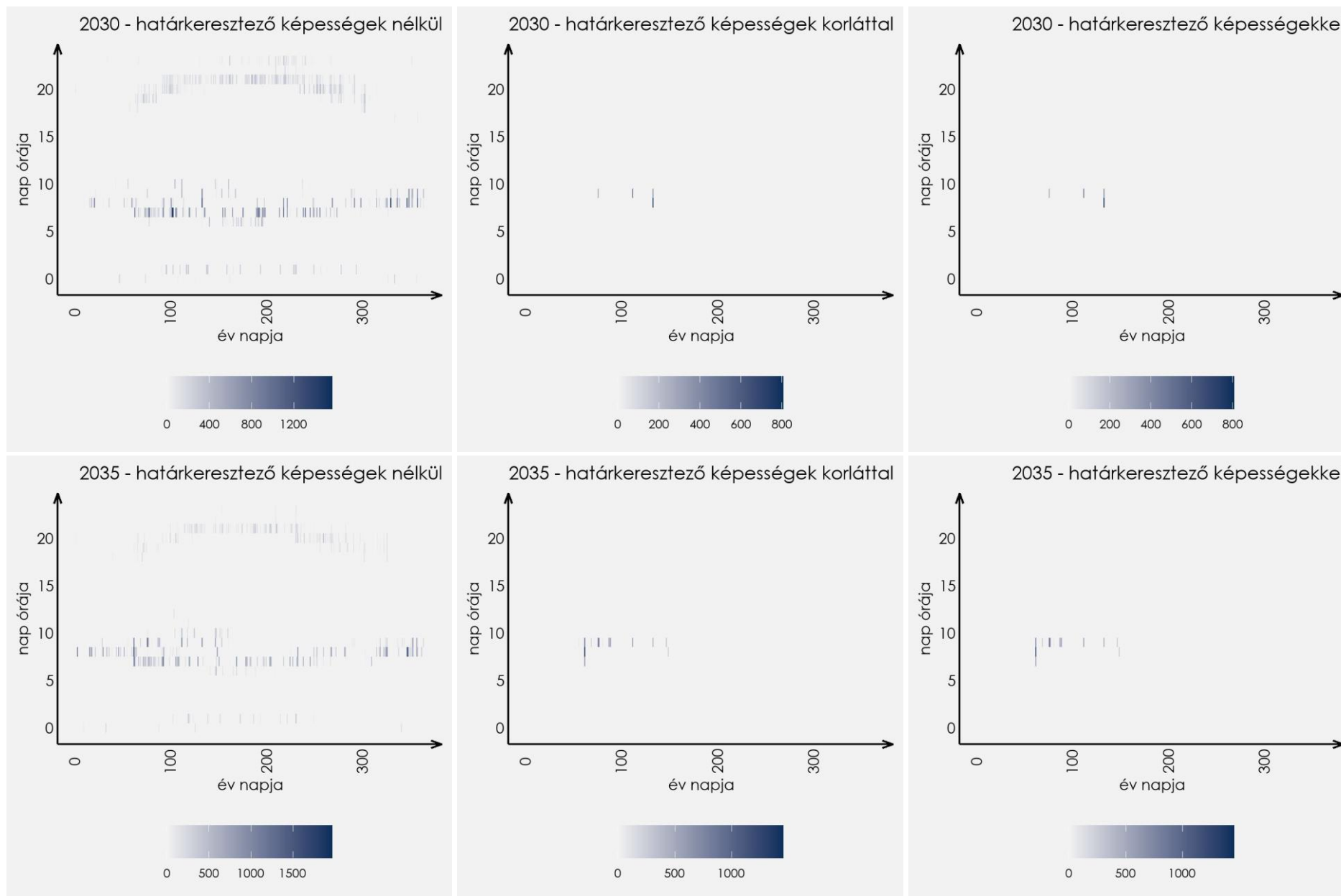


18. ábra: Le irányú teljesítményváltóztatási hiány sűrűségfüggvénye és tartamdiagramja

A teljesítményváltóztatási rugalmassági hiány hőtésképe (19. ábra és 20. ábra) megmutatja, hogy mely napokon és órákban jellemző leginkább rugalmassági hiány és azokra milyen hatást gyakorol a határkeresztesző képességek elérhetősége (a hőtésképe a MC évek idősorainak maximális értékeiből került előállításra). A hiányok szezonális és napi alakulásának részletes WS szerinti statisztikáit a 2. számú melléklet tartalmazza. Fel irányú teljesítményváltóztatási rugalmassági hiány az igények görbéihez igazodva a két lokális csúcsban fordul elő, hajnalban rövidebb és kisebb mértékű a hiány, késő délután nagyobb mértékű. A tavaszi időszakban sűrűbb és nagyobb mértékű a hiány, de egész évben előfordul. Ezt az importképességek csökkentik/eltüntetik, az import korlátos rendelkezésre állása esetén elsősorban a délutáni csúcsban csökkenek a hiányok. Le irányú teljesítményváltóztatási rugalmassági hiány szintén az igények görbéihez igazodva a két lokális csúcsban fordul elő, a reggeli és az esti órákban, emellett az év néhány napjában éjszaka is jelentkezik hiány. A reggeli órákban jellemzően nagyobb mértékűek a hiányok. A téli hónapokban este nem jellemző hiány. Az exportképességek szinte minden órában hatékonyan csökkentik/eltüntetik a hiányt, fennmaradó hiányok a tavaszi és reggeli órákban alakulhatnak ki.



19. ábra: Fel irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány (MW) szezonális és napi alakulása (hőterkép) (CET)



20. ábra: Le irányú teljesítményváltóztatási rugalmassági hiány (MW) szezonális és napi alakulása (hőértékép) (CET)

A teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány korrelációját a naperőművi, szélerőművi és teljes megújuló termeléssel, valamint a terheléssel 20. táblázat foglalja össze. A teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány és a vizsgált változók közötti Pearson-féle korreláció gyenge, illetve közepes mértékű, a kapcsolat lehetséges nemlinearitása miatt az összefüggések egy GAM modell segítségével kerültek további elemzésre.

20. táblázat: A teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány korrelációja a megújuló termeléssel és terheléssel

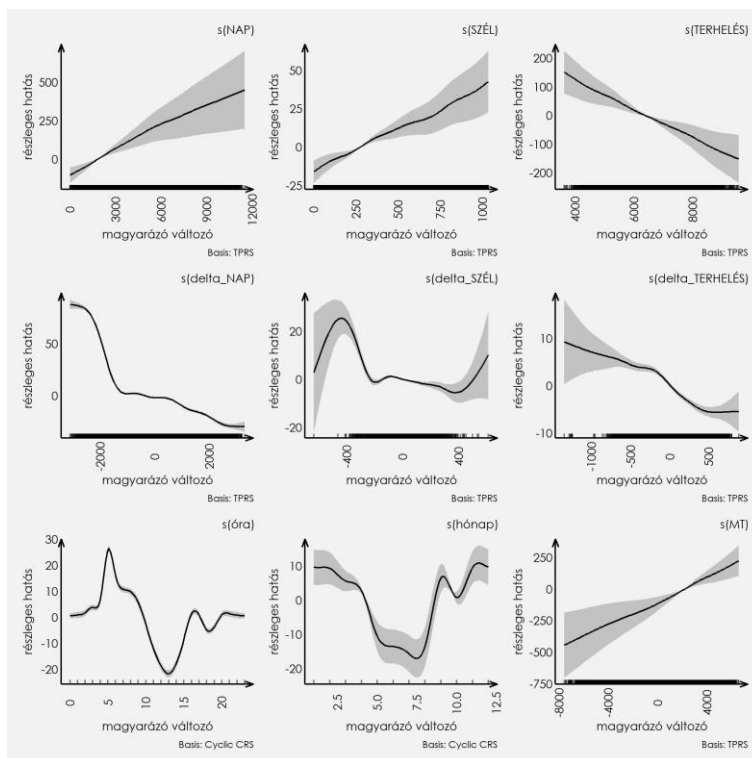
Irány	Vizsgálati év	Klíma év	Korrelációs együtthatók, %				
			szélerőművi termelés	naperőművi termelés	szél-, és naperőművi termelés	RES termelés	terhelés
HK nélkül	2030	WS23	-0,7	7,2	7,2	7,2	3,5
		WS27	-0,4	7,6	7,5	7,5	4,7
		WS35	1,1	5,8	6	5,9	5,8
	2035	WS23	-2,2	6,6	6,4	6,4	5,2
		WS27	-2,2	7,6	7,3	7,3	6
		WS35	0,1	5	5	5	7,2
	2030	WS23	-3,9	-3,4	-3,8	-3,8	-0,5
		WS27	-3,2	-3,1	-3,4	-3,4	-1,2
		WS35	-2,4	-2,7	-3	-3	-0,5
	2035	WS23	-1,8	0,2	-0,1	-0,1	-1,1
		WS27	-2,8	-2,3	-2,7	-2,7	1,3
		WS35	-2,3	-1,4	-1,8	-1,7	1,3
HK korlát	2030	WS23	-0,4	0,4	0,4	0,4	2
		WS27	-1,5	1,1	1	0,9	3
		WS35	0,5	0,5	0,6	0,5	4
	2035	WS23	-1,8	0,2	-0,1	-0,1	2,8
		WS27	-3,1	1,2	0,8	0,8	3,7
		WS35	-1,7	0,1	-0,1	-0,1	3,8
	2030	WS23	-0,5	1,1	1,1	1,1	-0,4
		WS27	-	-	-	-	-
		WS35	-0,1	0,4	0,4	0,4	-0,6
	2035	WS23	-0,5	1,8	1,8	1,8	-0,7
		WS27	0,2	0,2	0,2	0,2	-0,2
		WS35	0,2	0,8	0,8	0,8	0
HK	2030	WS23	-0,3	0,1	0	0	0,8
		WS27	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	0
		WS35	0	0,5	0,5	0,5	0
	2035	WS23	-	-	-	-	-
		WS27	-0,9	-0,8	-0,9	-0,9	0,1
		WS35	-0,8	-0,7	-0,8	-0,8	0,4
	2030	WS23	-0,5	1	1	1	-0,4
		WS27	-	-	-	-	-
		WS35	-0,1	0,4	0,4	0,4	-0,6
	2035	WS23	-0,5	1,8	1,8	1,8	-0,7
		WS27	0,2	0,1	0,2	0,2	-0,2
		WS35	0,2	0,8	0,8	0,8	0

A GAM modell a határkeresztező képességek nélküli esetre kerül bemutatásra. A modellben magyarázó változóként a naperőművi, szélerőművi termelés, a terhelés és ezek időbeli (órás) változása, a maradó terhelés, a napszak (óra) és szezonális (hónap) került be. A részleges hatásgörbéket a 21. ábra és a 22. ábra szemlélteti, melyek azt mutatják meg, hogy adott változó különböző értékeinél hogyan változik a teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány, a szürke sáv a MC évek okozta bizonytalanság. (A két vizsgálati év görbéit tekintve nincs jelentős különbség, a kisebb eltérések kiemelésre kerülnek.)

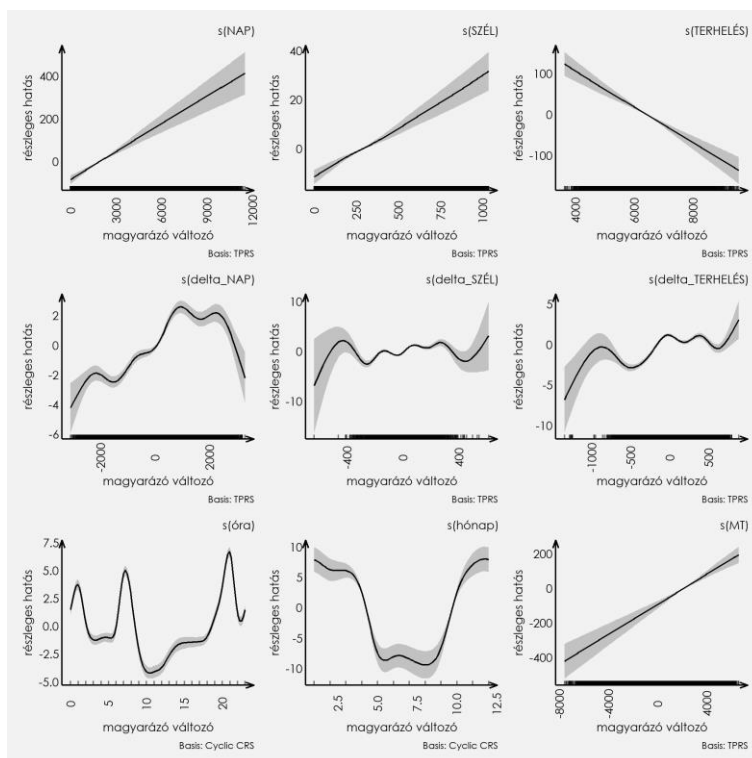
A fel irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági hiányhoz tartozó hatásgörbék alapján a naperőművi és szélerőművi termelés hatása közel lineáris, a növekvő termelés növeli a fel irányú hiányt. A naperőművi termelés esetén 2500 MW felett, a szélerőművi termelés esetén 300 MW felett az MC évek

okozta bizonytalanság jelentősen nőni kezd. A terhelés változása szintén közel lineáris, és negatív hatású. A naperőművi termelés órás változása esetén a nagy mértékű negatív változás a termelésben (a termelés csökkenése) nagyobb mértékű hiányt eredményez, a kisebb mértékű termelés csökkenés vagy a termelés növekedése gyakorlatilag nem befolyásolja a fel irányú hiány mértékét. A szélerőművi termelés órás változása esetén a kis mértékű változások negatív, a nagy mértékű változások pozitív hatásúak a fel irányú hiányra. A nagymértékű változások esetén a MC évek okozta bizonytalanság jelentős. A terhelés órás változása 2030-ban átlagban negatív hatású, a nagymértékű változások azonban jelentős bizonytalanságot tartalmaznak, 2035-ben a hatás az alacsony terheléscsökkenés és terhelésnövekedés esetén negatív, nagymértékű terheléscsökkenés esetén pozitív hatású. A napon belüli hatást tekintve 2030-ban hajnalban van egy pozitív csúcs, 2035-ben a hajnali mellett megnő a délutáni lokális csúcs. Mindkét sarokévből a reggeli órákban meredek csökkenés, dél körül erős negatív minimum látható, emellett 2035-ben megjelenik egy esti negatív csúcs is. A szezonális hatást tekintve a nyári hónapokban alacsonyabb, téli időszakban magasabb értékek jellemzők. A maradó terhelés hatása közel lineáris, a MC évek okozta bizonytalanság jelentős a magasabb abszolút értékek esetén. A magyarázó változók közül tehát közép- és hosszú távon is fel irányú teljesítményváltoztatási hiányokat a naperőművi termelés, a terhelés órás változása, valamint a maradó terhelés határozza meg.

A le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági hiányhoz tartozó hatásgörbék alapján a naperőművi és szélerőművi termelés hatása közel lineáris, a növekvő termelés növeli a le irányú hiányt. A naperőművi termelés esetén 2500 MW felett, a szélerőművi termelés esetén 300 MW felett az MC évek okozta bizonytalanság a fel irányú hiányokhoz hasonlóan kisebb mértékben, de nőni kezd. A terhelés változása közel lineáris, negatív hatású. A naperőművi termelés órás változása a 2030-as sarokév esetén kis mértékben befolyásolja a le irányú hiányt, 2035-ben a negatív változások, illetve kismértékű pozitív változások nem befolyásolják a hiányt jelentősen, nagy mértékű termelés növekedés növeli a le irányú hiányt. A szélerőművi termelés órás változása esetén a kis változások nem befolyásolják nagy mértékben a le irányú hiányokat, nagyobb változások átlagosan pozitív hatásúak, azonban a nagymértékű változásoknál a bizonytalanság jelentősen megnő. A terhelés változása kis mértékben befolyásolja a le irányú hiányokat, a nagy változásoknak pozitív a hatása. A napi jelleget tekintve elmondható, hogy az éjjeli, reggeli, esti órákban vannak pozitív csúcsok 2030-ban, ezzel szemben 2035-ben már csak a reggeli csúcs domináns. Mindkét vizsgált évben jellemző egy napközbeni negatív csúcs. A szezonális hatást tekintve a nyári hónapokban alacsonyabb, téli időszakban magasabb értékek jellemzők. A maradó terhelés hatása közel lineáris ebben az esetben is. A magyarázó változók közül tehát közép- és hosszú távon is a le irányú teljesítményváltoztatási hiányokat a naperőművi termelés, a terhelés órás változása, valamint a maradó terhelés határozza meg.



21. ábra: Fel irányú teljesítményváltoztatási hiány GAM modell – 2030 (CET)



22. ábra: Le irányú teljesítményváltoztatási hiány GAM modell – 2030 (CET)

5.1.2.4. **Teljesítményváltóztatási rugalmassági hiány megszüntetéséhez szükséges rugalmas források**

A teljesítményváltóztatási rugalmassági hiány megszüntetéséhez szükséges rugalmas források kiértékelése a határkeresztező képességek korlátozott rendelkezésre állása szerinti forgatókönyvre tesz javaslatot, melynek oka, hogy:

- az ERAA 2025 forrásoldali jövőképe nagymértékben épít mind a hagyományos, mind a megújuló erőművek esetén új egységekre, továbbá feltételez olyan üzemidő-hosszabbítási döntéseket, melyek beruházói oldalról nem megerősítettek,
- az ERAA 2025 jelentős határkeresztező bővítést feltételez már az első vizsgálati évre,
- a határkeresztező képesség optimista figyelembevételével elfedné a hazai rendszer rugalmassági fejlesztési igényeit, még annak ellenére is, hogy a határkeresztező képességek rendelkezésre állása a historikus rendelkezésre álló átviteli kapacitás (ATC) adatok alapján szűkítésre került, ez továbbra is tartalmaz – az FNA módszertannak megfelelő – egyszerűsítéseket, mivel a külföldi rugalmas képességet nyújtó források elérhetősége nem került modellezésre, illetve a kiegyenlítő szabályozási energiapiacokhoz köthető likviditási korlátok jelenleg az IGCC-hez köthető ATC korlátokkal kerültek figyelembevételre, de a vizsgálati időtávokon a MARI és PICASSO platformokhoz köthető ajánlati vagy ATC korlátok fogják meghatározni a valós import/export képességeket.

A fel irányú teljesítményváltóztatási rugalmassági hiány nem szolgáltatott energiaként értelmezhető, melyet az FNA módszertan 16. cikk 7/b. pontja alapján az ellátásbiztonsági sztenderddel és az ERAA eredményeivel összevetve érdemes értékelni. Hazánkban jelenleg nincs érvényes ellátásbiztonsági sztenderd, az ERAA 2025 forrásmegfelelőségi eredményeivel való összehasonlítást a 21. táblázat tartalmazza, ahol:

- A várt terhelésvesztés (Loss of Load Expectation, LOLE) mutatószáma az év azon óráinak száma, amelyben egy előre meghatározott valószínűséggel teljesítményhiánnyal kell számolni. A piacszimulációs eredményekben a LOLE szintetizált értéke úgy áll elő, hogy az egyes MC években forráshiánnyal érintett órák száma átlagolásra kerül az összes MC évre.
- A nem szolgáltatott energia várható értéke (Energy Not Served, ENS) az az energiamennyiség, amely egy előre meghatározott valószínűséggel, adott időszakban (például egy év) várhatóan nem áll a fogyasztók rendelkezésére. A szintetizált ENS értékek úgy kerülnek kiszámításra, hogy az egyes MC években nem szolgáltatott energia átlagolásra kerül az összes MC évre.

21. táblázat: Forrásmegfelelőségi mutatók és fel irányú teljesítményváltóztatási hiány

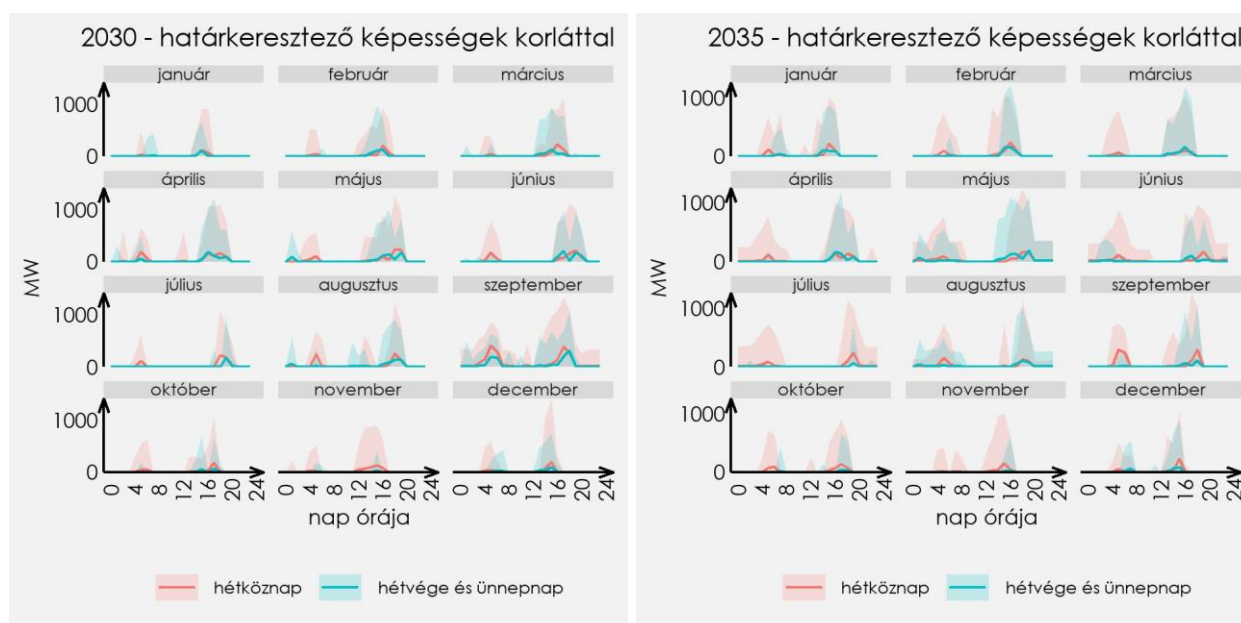
Vizsgálati év		2030	2035
ERAA 2025	LOLE	5,08 óra	3,28 óra
	ENS	2,71 GWh	1,01 GWh
FNA	Fel irányú hiánnyal érintett órák száma (átlag)	148 óra	102 óra
	Fel irányú hiányeseményhez tartozó energia (átlag)	48,74 GWh	38,70 GWh

Annak ellenére, hogy hazai ellátásbiztonsági sztenderd jelenleg nincs érvényben, az ellátásbiztonsági kockázat csökkentése érdekében mindenképp szükséges kezelni a hiányokat, mivel azok jóval magasabbak mint az ERAA szerinti forrásmegfelelőségi mutatók.

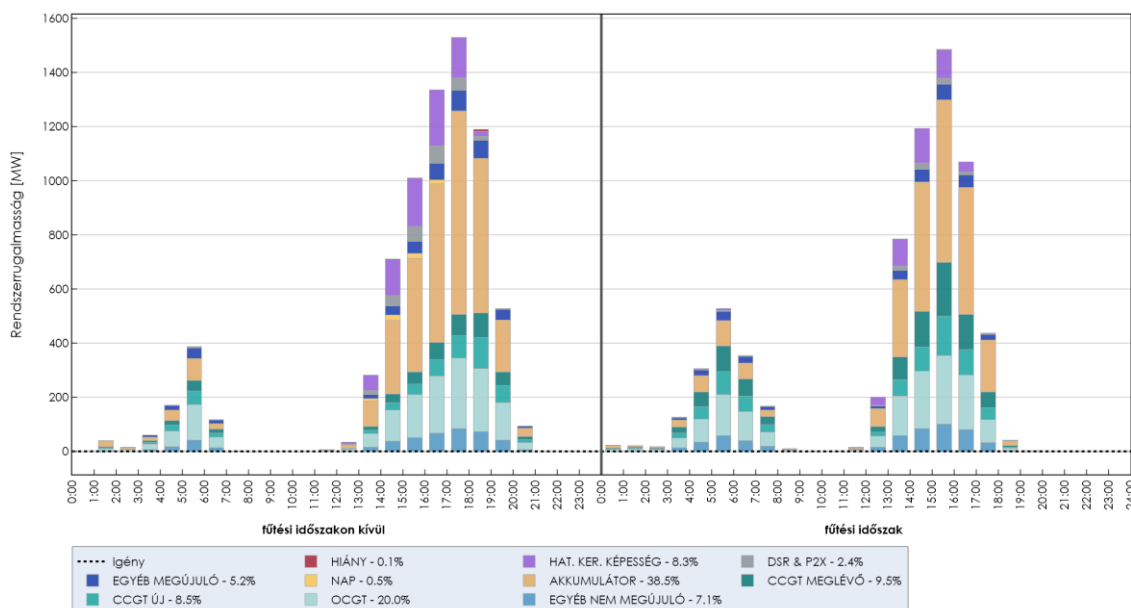
Az FNA módszertan 16. cikk 7/a. pontja alapján értékelni szükséges a fel irányú teljesítményváltóztatási hiány megszüntetését elősegítő lehetséges eszközöket. A hiányok szezonális, hétvége-hétköznapi és napi jellegű görbéit a 23. ábra mutatja be, melyet kiegészít az összetevőket szemléltető 24. ábra és 25. ábra, mely a különböző forrásokból származó képességek (és esetleges hiány) százalékos hozzájárulását szemlélteti az igények kielégítéséhez, napon belüli, illetve a fűtési szezon és azon kívüli időszakokra vett bontásban, a vizsgált MC évekre átlagolva. A terhelési és a naperőművi termelési profilhoz illeszkedve fel irányú képességekre két lokális csúcsban van szükséges: a reggeli órákban, valamint a délutáni-esti csúcsban.

Az ábrák alapján fel irányú hiányok kezelése olyan eszközökkel kell megvalósuljon, melyek:

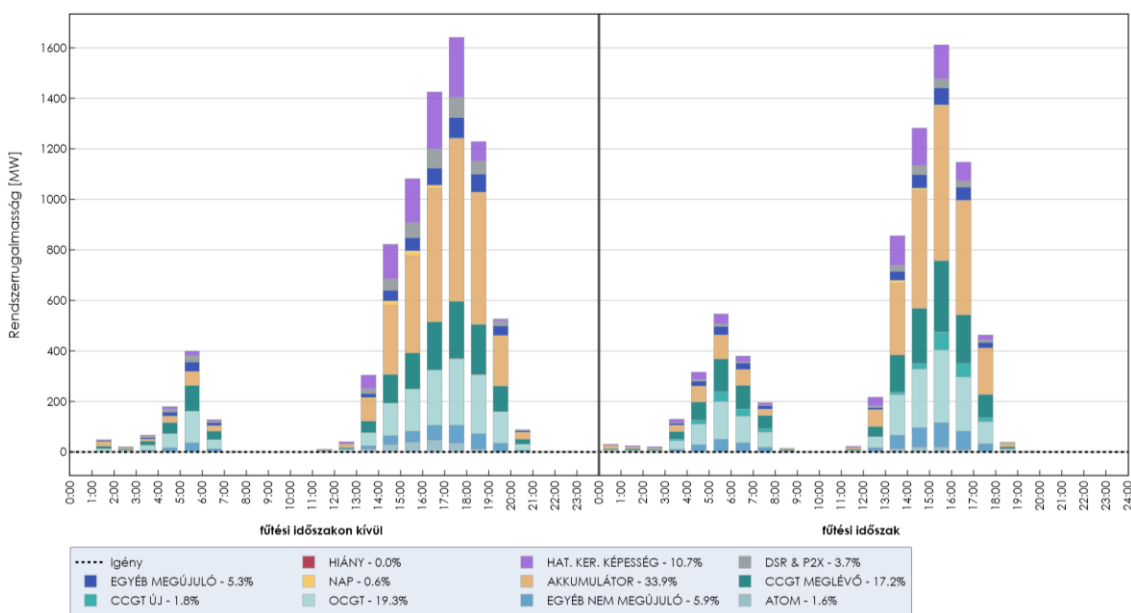
- a meglévő és feltételezett forrásoldalt tekintve:
 - a hiányok olyan órákban jelentkeznek, amikor az időjárásfüggő termelés rendelkezésre állásának csökkenése jelenti a kockázatot, ezért a meglévő időjárásfüggő képességek további növelése nem tekinthető hatékony eszköznek, vagyis
- elsősorban új képességek tudják hatékonyan kezelni a hiányokat és csökkenteni a várhatóan nem szolgáltatott energiaként jelentkező hiány mértékét:
 - olyan fogyasztók, melyek a reggeli és esti csúcsban képesek fogyasztásukat csökkenteni, ideértve a P2X technológiákat, explicit és implicit DSR-t (szürke sávok magasságának növelése),
 - olyan tárolók, melyek a beépített teljesítmény vagy a tárolási potenciál (>2 óra) növelésével rendelkezésre tudnak állni betáplálásként (okkersárga sávok magasságának/szélességének növelése),
- a fentiekén túl kiemelten fontos, hogy minden olyan eszköz megvalósulása és rendszerben maradása szükséges a hiányok elkerüléséhez, mely az ERAA 2025 prognózisai alapján feltételezett, így a képességek meghatározó részét biztosító gáz- és olajtűzelésű erőművi portfólió (új és meglévő) és a feltételezett ipari akkumulátoros villamosenergia-tárolók.



23. ábra: Fel irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány napi jellegű (CET)

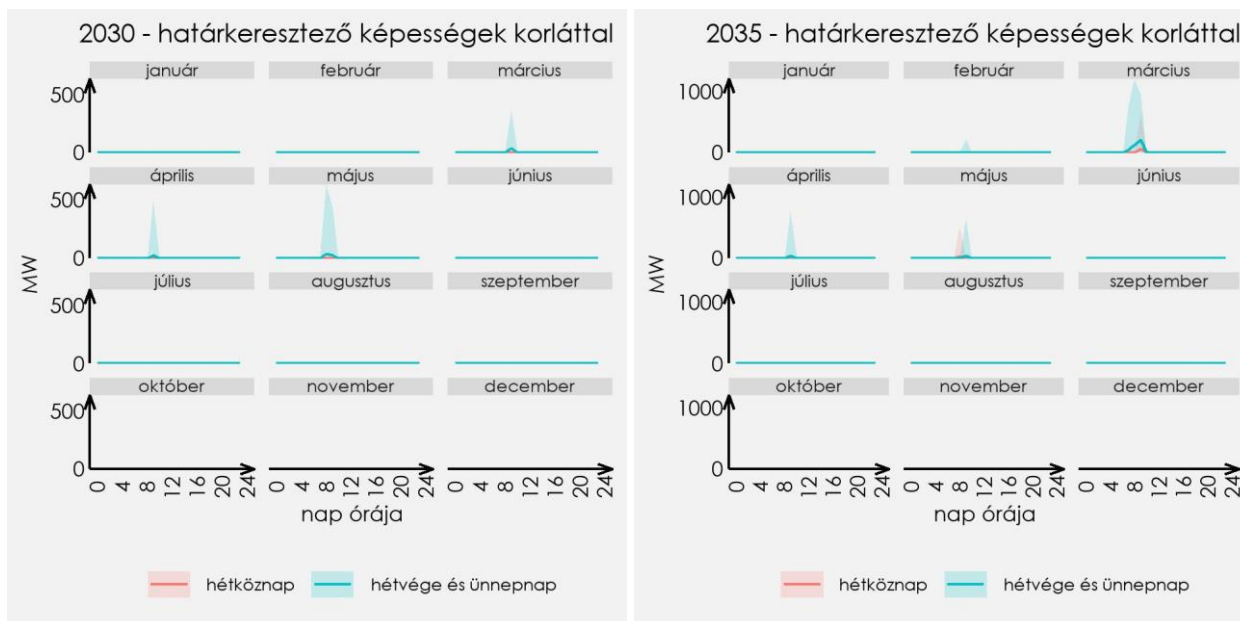


24. ábra: Az egyes képességtípusok hozzájárulásának megoszlása a fel irányú teljesítményváltoztatási igények kielégítéséhez (2030 – határkeresztesző képességek korláttal)



25. ábra: Az egyes képességtípusok hozzájárulásának megoszlása a fel irányú teljesítményváltoztatási igények kielégítéséhez (2035 – határkeresztesző képességek korláttal)

A le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági hiányok megszüntetését elősegítő eszközök értékelése a 16. cikk 6. pontja alapján a le irányú teljesítményváltoztatási és a le irányú rövid távú rugalmassági hiányok RES integrációs rugalmassági igénybe történő visszacsatolással lenne érdemben megvalósítható, mely az első FNA jelentésben nem kötelező. A RES termeléskorlátozás hiányokkal való kiegészítése során az FNA módszertan 9. cikk 3. pontja alapján a RES termeléskorlátozás idősort a le irányú teljesítményváltoztatási és a le irányú rövid távú rugalmassági hiányok adott órás értékei közül a nagyobb szükséges kiegészíteni, elkerülve a hiányok kettős figyelembevételét. A le irányú rugalmassági hiányok tükreszerű és erősen szezonális jellege (26. ábra) és idősorai alapján nem fordul elő olyan, hogy a le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány meghaladja a rövid távú hiány mértékét, így a le irányú teljesítményváltoztatási hiányok kezelésére alkalmas eszközök megegyeznek a rövid távú hiányok kezelésére az 5.1.3.4. pontban javasolt eszközökkel.



26. ábra: Le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány napi jelleggörbéi (CET)

5.1.3. Rövid távú rugalmasság

5.1.3.1. Rövid távú rugalmassági igény

A villamosenergia-rendszerben felmerülő rövid távú rendszerrugalmassági igények a menetrendtervezés napközbeni időtávján megjelenő menetrendmódosítási igényre, a menetrendek hibáira és a váratlanul bekövetkező üzemzavari események hatásaira vezethetők vissza. Az FNA módszertan 10. cikk 1. pontja alapján a rövid távú rugalmassági igény a maradó terhelés hibájának valószínűségi sűrűségfüggvénye alapján határozható meg, a maradó terhelés menetrendezési hibájának, valamint a váratlan termelői kiesések valószínűségi sűrűségfüggvényeinek konvolúciójából¹ képzett eloszlás írja le. A rövid távú rugalmassági igény az FNA módszertan alapján a konvolvált eloszlás 0,1. percentilis (le irány) és 99,9. percentilis (fel irány) értékével kerül számszerűsítésre.

A rendszerterhelés és összetevőinek menetrendezési hibája a menetrendtervezés fázisai alapján megállapítható:

- az FNA módszertan 10. cikk 1/a. pontja alapján a teljes rövid távú rugalmassági igény az üzleti napot megelőző napon beadott utolsó menetrendek (DA) a valós idejű mért terhelések (RT) közötti időszakokra vonatkozó hibák,
- az FNA módszertan 10. cikk 1/e. pontja alapján a rövid távú rugalmasság részletesebb elemzése céljából elkülönítetten vizsgálhatók eltérő időtávok, úgy, mint lassú (másnap és napon belüli menetrendek közötti), gyors (napon belüli és valós idő közötti) valamint a nagyon gyors (valós időben jelentkező) igények.

A rendszerrugalmasság vizsgálata során jelen elemzés a teljes igények kielégítésének vizsgálata mellett, elemzi a kiegyenlítő szabályozás időtávján fennmaradó gyors és nagyon gyors igényeket is a 22. táblázatban meghatározottak szerint. A kiegészítő vizsgálat célja, hogy a piaci szereplők és a TSO szerepének vonatkozásában is le lehessen vonni a következtetéseket. Az igények kapcsán kiemelendő, hogy:

- előfordulhat, hogy a DA-ID igények mellett megjelennek ID-RT időtávan ellentétes igények, így a teljes rugalmassági igénynek (DA-RT) nem egyértelmű részhalmaza a gyors (ID-RT) igény,
- a piaci szereplők az utolsó menetrendzárás időpontjáig képesek kezelni a változásokat, a fennmaradó igények a TSO kiegyenlítő szabályozási időtávján jelennek meg és a TSO eszközeivel fedezhetők, erről ad információt a gyors igények és azok kezelésének elemzése,
- a gyors igények nem egyeznek meg a kiegyenlítő szabályozási energia biztosításához szükséges műszakilag indokolt minimális mértékű kiegyenlítő szabályozási kapacitás mértékével. A TSO által az SO GL 157. cikkének alapelvei alapján kidolgozott módszertan szerint számított, adott órában szükséges FRR kapacitások mértékét és minőségi összetételét (aFRR/mFRR arányát) az SO GL követelményei, a szabályozási energia aktiválásának alkalmazott módszertana és a termékek műszaki jellemzői együttesen határozzák meg. A méretezési esemény és a percentilisek tekintetében is eltérő módszertant használ, mint az FNA igény meghatározása,
- a nagyon gyors (gradiens) igény azonban a gyors igények részhalmazaként értelmezendő, és a valós időhöz legközelebbi igényekről és azok kezeléséről ad további információt.

¹ Matematikai módszer, amellyel több, egyedi valószínűséggel rendelkező tényező együttes hatását lehet becsülni. A modellben a historikus adatokból képzett empirikus valószínűségi eloszlások diszkrét konvolúciója került alkalmazásra. A használt függvény részletes leírása a [link](#) alatt található.

22. táblázat: Rövid távú rugalmasság időtávjai

IDŐTÁV	CÉL	MUTATÓ
teljes	a napon belüli menetrendmódosítások és a nem várt üzemzavari események és/vagy a maradó terhelésben bekövetkező váratlan változás kezelése	maradó terhelés előrejelzési hibája a valós idő és a másnapi időtáv között, vagyis az eltérés a másnapi (DA) menetrend és a valós idejű (RT) mérés között
gyors	nem várt üzemzavari események és/vagy a maradó terhelésben bekövetkező váratlan változás kezelése	maradó terhelés előrejelzési hibája a valós idő és napon belüli időtáv között, vagyis az eltérés a napon belüli utolsó (ID) menetrend és valós idejű (RT) mérés között
nagyon gyors (gradiens)	a maradó terhelés hirtelen változásának kezelése	maradó terhelés hibájának változása két egymást követő negyedórán

A rendszerrugalmasságigény-meghatározás egyik alappillére a maradó terhelés előrejelzési hibájának megállapítása ezeken a különböző időtávokon. A várható felhasználói igény rendszerszintű vizsgálatának alapját a piaci szereplők termelői menetrendi időszoraiból álló összegzett idősor képezi. Ez a terv rendszerterhelés az a piaci terv adat, amely a valós mért rendszerterheléshez képest a teljes piaci tervezés eredő menetrendezési hibáját tartalmazza. Az időjárásfüggők, a kényszermenetrendes (must-run) és a rendszer rugalmasságát adó csoport menetrendezési hibáinak előjeles összege, tehát a rendszerterhelés terv adatsor mentrendezési hibájából levonva az időjárásfüggők és kényszermenetrendesek menetrendezési hibáját határozható meg a maradó terhelés hibája.

A menetrendezési hibák 2 év hosszúságú bázisidőszak (2024.01.01-2026.01.01) negyedórás felbontású menetrendi (DA és ID) és mérési (RT) adatainak felhasználásával kerültek meghatározásra. A referenciaidőszakban a rendszerterhelés, a naperőművi és szélerőművi termelők, valamint a must-run technológiaként kategorizált termelők mentrendezési pontossága a 23. táblázat szerint alakult. Az abszolút hiba a menetrendi értékek és a tényleges mért értékek különbsége az aktuális beépített teljesítőképességgel normálva (MAPE, mean absolute percentage error).

A referenciaidőszakra vonatkozóan a nap- és szélerőművek menetrendezési hibájának vizsgálata a KÁT mérlegköri tagsággal rendelkező egységek aggregált negyedórás menetrendje és mérése alapján történt. Ezen termelők jelenleg a rendszerben üzemelő, nem HMKE típusú naperőművek teljes beépített teljesítőképességének több mint 60%-át teszik ki, így megállapított menetrendezési pontosságuk reprezentatívnak mondható a teljes rendszerre. A menetrendezési pontosság javulása nem feltételezett az ipari naperőművi szegmens esetében, ellenben a rendszerterhelés menetrendezési pontosságában a HMKE naperőművi menetrend tervezés fejlődését feltételezve – 10 és 16 óra között – fejlődés került figyelembevételre. A referenciaidőszakban megfigyelt menetrendezési hiba 10%-kal csökken a későbbi vizsgálati években.

A szélerőművek és a must-run erőművek menetrendezési hibája az elmúlt évek adatait vizsgálva nem mutat jelentős változást, így ezen termelők esetében sem került menetrendezésváltozás figyelembevételre.

23. táblázat: Menetrendezési hiba

Abszolút hiba a beépített teljesítőképesség százalékában		
	DA	ID
Terhelés	3,58%	2,14%
Naperőművi termelés	1,76%	1,27%
Szélerőművi termelés	7,26%	5,71%
Must-run termelés	1,31%	1,31%

A bázisidőszak alapján megállapított adott menetrendtípusra vonatkozó normált menetrendezési hibák az adott sarokévre vonatkozó beépített teljesítőképesség értékekkel (terhelés esetében a havi átlagterheléssel) arányosan megadják a várható menetrendezési pontosságot, figyelembe véve a menetrendezési pontosság fejlődését az idő előrehaladtával. A hibák alakulása jól mutatja, hogy a

napon belüli (ID) menetrendadás előrejelzése pontosabb a megelőző napi (DA) menetrendezésnél, bizonyítva, hogy a valós időhöz közeledve a tervezés csökkenő bizonytalansága segíti a terhelés és időjárásfüggő termelők menetrendezését.

A kiesések szimulációja a vizsgálati évekre feltételezett erőműpark összetételének figyelembevételével történik, a piacszimulációs kiesési idősorok alapján. A kiesési idősorok a historikus kiesési ráták vagy a technológiákra jellemző (ERAA 2025 szerinti) kiesési ráták alapján képzett idősorok (20 véletlenszerűen generált idősor). A kiesési események csak a rövid távú rendszerrugalmasság fel irányú igényét befolyásolják.

Az igények meghatározása a két összetevő ismeretében 2 órás bontásban történik a különböző időtávokon és a különböző klímaévek szerint – ez a részletesebb időbeli felbontás jobban reprezentálja a VER valós igényeit. A vizsgált rövid távú rugalmassági igényeket (teljes, gyors, nagyon gyors) fel irányban a 24. táblázat, le irányban a 25. táblázat foglalja össze. A rövid távú rugalmassági igény irányok tekintetében erősen aszimmetrikus, időbeli alakulása elsősorban a napelemes termelés görbéjéhez igazodik. Azokban az órákban, ahol a gyors rugalmassági igények magasabbak, mint a teljes igények, a DA-ID igények mellett ID-RT időtávan ellentétes igények is felmerülnek.

24. táblázat: Fel irányú rövid távú rendszerrugalmassági igény

Vizsgálati év	Időtáv	Klímaév	Fel irányú igény, MW											
			0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24
2030	teljes	WS23	1630	1620	1640	2280	4940	6780	6550	4690	2990	1940	1860	1690
		WS27	1630	1620	1640	2280	4940	6810	6610	4630	3040	1950	1880	1700
		WS35	1630	1620	1640	2280	4920	6810	6630	4680	3100	1980	1870	1700
	gyors	WS23	1290	1300	1300	1420	2200	2480	2450	2170	1500	1330	1320	1300
		WS27	1290	1300	1300	1410	2210	2490	2450	2170	1510	1330	1320	1300
		WS35	1290	1300	1300	1420	2210	2530	2430	2230	1500	1330	1320	1300
	nagyon gyors (gradiens)	WS23	400	270	230	440	820	1150	1090	1130	740	410	340	360
		WS27	410	280	230	450	880	1150	1100	1130	740	410	340	360
		WS35	400	280	230	450	880	1200	1120	1130	740	410	340	360
2035	teljes	WS23	2100	2100	2130	2610	5370	7240	7020	5010	3280	2350	2280	2150
		WS27	2110	2100	2130	2610	5370	7290	7070	4890	3330	2360	2290	2150
		WS35	2100	2100	2130	2610	5340	7280	7100	4960	3390	2370	2280	2150
	gyors	WS23	1580	1600	1600	1690	2390	2620	2640	2370	1730	1620	1620	1590
		WS27	1580	1600	1600	1690	2440	2620	2640	2370	1740	1620	1620	1600
		WS35	1580	1600	1600	1690	2430	2680	2630	2380	1730	1620	1620	1590
	nagyon gyors (gradiens)	WS23	490	380	290	490	880	1220	1180	1240	820	490	430	450
		WS27	530	370	290	490	940	1220	1200	1220	800	500	430	450
		WS35	500	380	290	510	940	1280	1190	1230	810	490	430	440

25. táblázat: Le irányú rövid távú rendszerrugalmassági igény

Vizsgálati év	Időtáv	Klímaév	Le irányú igény, MW											
			0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24
2030	teljes	WS23	620	670	660	1390	2480	3350	4080	2830	2270	980	990	870
		WS27	620	660	650	1380	2460	3390	4130	2820	2230	950	1010	880
		WS35	630	670	660	1380	2480	3340	4030	2800	2230	970	1010	890
	gyors	WS23	580	620	600	1040	1980	2240	1890	1680	1390	890	570	650
		WS27	580	620	590	1040	1980	2250	1890	1680	1400	860	570	650
		WS35	580	620	590	1040	2020	2240	1890	1660	1380	870	570	650
	nagyon gyors (gradiens)	WS23	340	250	290	460	940	1100	1140	1250	830	560	350	360
		WS27	340	260	280	460	900	1100	1130	1240	880	590	360	360
		WS35	340	250	290	470	890	1100	1130	1250	840	590	350	350
2035	teljes	WS23	870	950	880	1530	2680	3610	4360	3180	2500	1120	1180	1100
		WS27	870	940	870	1520	2660	3670	4440	3130	2460	1080	1200	1100
		WS35	870	940	880	1520	2690	3600	4320	3130	2500	1090	1190	1100
	gyors	WS23	890	960	960	1180	2110	2420	2020	1830	1530	1060	880	990
		WS27	890	960	960	1180	2090	2450	2020	1830	1560	1070	880	990
		WS35	890	970	970	1180	2160	2430	2040	1820	1520	1070	880	990
	nagyon gyors (gradiens)	WS23	450	360	380	510	1020	1180	1220	1360	900	620	500	500
		WS27	440	360	380	500	1010	1190	1210	1360	950	660	490	490
		WS35	440	360	380	510	1010	1190	1220	1390	900	660	500	490

5.1.3.2. Rövid távú rugalmassági képesség

Az FNA módszertan 10. cikkének 2. pontja alapján a rugalmasságot nyújtó eszközök (hagyományos és megújuló erőművi termelés, tárolás, keresletoldali válasz) fel és le irányú rugalmassági képességének számítása a technikai korlátok és a várható munkapontok alapján történik, valamint figyelembevételre került a külföldről elérhető rugalmasság is a várható import-export viszonyok és maximális import-export lehetőség, valamint a historikus nagykereskedelmi és kiegyenlítő szabályozási piacok likviditása alapján. A rövid távú rugalmassági képességek a 26. táblázat szerinti szempontok figyelembevételével kerültek meghatározásra a vizálati években.

26. táblázat: Rövid távú rugalmassági képességek meghatározásának elvei

	Lassú	Gyors	Nagyon gyors (gradiens)
Nagyerőművek	Atom	Paks I. esetében nem számolunk ezen az időtávon képességgel. Paks II. esetében szabályozási minimumig (640 MW) lassú képesség.	Paks I. esetében akkreditált jellemzők és blokkonként 25 MW/15 perc képesség. Paks II. esetében szabályozási minimumig 120 MW gyors, illetve gradiens képesség 2035-ös sarakévtől.
	CCGT és gázmotor	Az akkreditált jellemzők és a piacszimuláció eredményeképp kialakult munkapont mértékében nyújt képességet, fűtési időszakon kívül csökkentett képesség. Nem leállítható, mivel a rendszerszintű tartalékpiacon ellehetetlenítené.	
	OCGT	Az akkreditált jellemzők és a piacszimuláció eredményeképp kialakult munkapont mértékében nyújt képességet, álló helyzetből is indítható negyedórán belül.	
Megújuló és hagyományos kiserőművek	Nap	Le irányú képességet a várható ipari naperőművekből akkreditált hányad alapján (44,42%), az adott sarakévi beépített teljesítmény és adott órás termelésének figyelembevétele mellett. Fel irányba csak termeléskorlátozás esetén, a termelés korlátozás mértékéig, kizárólag a nem KÁT-os képességekre nézve. 41,7% további le irányú lassú képesség, szintén az adott sarakévi beépített teljesítmény és adott órás termelésének megfelelően.	
	Szél	Le irányú képességet a várható ipari szélerőművek akkreditált hányada alapján (72,45%), az adott sarakévi beépített teljesítmény és adott órás termelésének figyelembevétele mellett. Fel irányú képesség nem kerül figyelembevétele.	
	Biomassza-együttűzelés	Az akkreditált jellemzők és a piacszimuláció eredményeképp kialakult munkapont mértékében nyújt képességet.	Az újabb egységek gradiens képességet nyújtanak.
	Egyéb megújuló (víz, geotermikus, hulladék)	Ezen az időtávon nem nyújt képességet.	Az akkreditált jellemzők és a piacszimuláció eredményeképp kialakult munkapont mértékében nyújt képességet.
	Egyéb nem megújuló	Az akkreditált jellemzők és a piacszimuláció eredményeképp kialakult munkapont mértékében nyújt képességet.	
Tárolás és DSR	Ipari villamosenergia-tárolók	Feltételezett akkreditált jellemzők és a piacszimulációs munkapont és töltöttségi szint alapján számolt képesség. Az ERAA 2025 szerinti piaci és nem piaci, kiegyenlítő szabályozási célú beépített teljesítménye is részét képezi a képességeknek a piaci alapú csoport munkapontja alapján.	
	Explicit DSR	A piacszimuláció eredményeképp kialakult munkapont mértékében nyújt le irányú rugalmassági képességet.	
	Elektrolizáló	A piacszimuláció eredményeképp kialakult munkapont mértékében nyújt fel irányú rugalmassági képességet.	
	P2H	Beépített teljesítmény mértékében nyújt le irányú képességet.	
	Implicit DSR	A piacszimuláció eredményeképp kialakult munkapont mértékében nyújt képességet.	

A képességek időtávok szerint eltérnek:

- a lassú képességek eszközei lehetnek a hosszú aktiválási idővel rendelkező erőművi egységek indítással vagy leállítással elérhető teljesítményei, ezen eszközök a valós időt (RT) megelőző 24. óra és a valós időt megelőző 5. óra közé eső időszakban kerülhetnek aktiválásra,
- a gyors képességek eszközei a gyors aktiválási idejű termelő vagy fogyasztó egységek, energiatárolók, indítható CCGT, OCGT egységek, ezen eszközök a valós időt megelőző 5. óra és a valós idő közötti időszakban kerülhetnek aktiválásra,
- a lassú és gyors eszközök együtt adják a VER teljes rendszerrugalmassági képességet, továbbá elmondható, hogy a gyors képességek megjelenhetnek a lassú képességek időtávján is,
- nagyon gyors (gradiens) képességek eszközei a forgó vagy gyors aktiválású egységek, 15 percen belül aktiválható képességek,
- a fel irányú képességekből az ERAA 2025 szerinti fel irányú FCR tartalékok levonásra kerülnek, ez 2030-ban 44 MW, 2035-ben 49 MW.

A határkeresztező rugalmasság meghatározása során az alábbi szempontok kerültek figyelembevételre, az eredményeket 27. táblázat foglalja össze:

- A piacszimuláció a másnapi időtávon a flow-based domain szerinti import és export lehetőségekkel számol, ez kerül szűkítésre a rugalmassági időtávokon feltételezhető elérhető kapacitásokra.
- Első lépésként meghatározásra került egy elméleti hálózati korlát, egyrészt a Core régióra számított flow-based domain szélsőértékei alapján, illetve konzervatívabb megközelítés mentén a prognosztizált NTC kapacitások 75%-os korlátját figyelembe véve.
- Második lépésként az FNA módszertan 10. cikkének 3/c. pontja alapján figyelembevételre kerültek a releváns piacok likviditási korlátjai.
 - Lassú és gyors képességeknél a DA, IDA1, IDA2 piacok kerültek figyelembevételre. A 2025. évi historikus piaci árak mennyiséggel súlyozott átlagos órás áraihoz tartozó 1. és 99. percentilis (P99), majd az ezekhez tartozó (DA, IDA1, IDA2) historikus import és export ATC-k kerültek meghatározásra. A likviditáshoz köthető hálózati korlátok az import és export irányú, piaci árak alapján szűrt ATC idősorok 50. és 10. percentilisei (P50, P10).
 - Nagyon gyors (gradiens) képesség esetén releváns piacként a kiegyenlítő szabályozási energiapiacok kerültek azonosításra, a MARI és PICASSO platformokhoz való csatlakozásig ez az IGCC-n keresztül került figyelembevételre. A 2025. évi historikus piaci árak mennyiséggel súlyozott átlagos órás áraihoz tartozó 1. és 99. percentilis (P01, P99), majd az ezekhez IGCC historikus import és export ATC-k kerültek meghatározásra. A likviditáshoz köthető hálózati korlátok az import és export irányú, piaci árak alapján szűrt ATC idősorok 50. és 10. percentilisei (P50, P10).
- A szélsőséges áras órákban a piacszimulációs eredmények szerinti P01 alatti határárú órákban a hálózati korlát megegyezik az export irányú likviditási korlát (ATC) P10 értékével, a P99 feletti órákban a hálózati korlát megegyezik az import irányú likviditási korlát (ATC) P10 értékével.
- A normál áras órákban a hálózati korlát alapesetben megegyezik az elméleti export és import irányú NTC korláttal, érzékenységvizsgálatként az export és import irányú likviditási korlát (ATC) P50 értékével.

27. táblázat: Határkeresztező rugalmassági képesség meghatározása során figyelembe vett korlátok

Időtáv	Szcenárió		Normál árak		Szélsőséges árak	
			Import	Export	Import (P99)	Export (P01)
Lassú/gyors	Határkeresztező képességekkel	2030	6636	5593	400	555
		2035	7191	6650	400	555
	Határkeresztező képességek korláttal	2030	1028	2310	400	555
		2035	2310	400	400	555
Nagyon gyors (gradiens)	Határkeresztező képességekkel	2030	6636	5593	151	516
		2035	7191	6650	151	516
	Határkeresztező képességek korláttal	2030	785	1895	151	516
		2035	785	1895	151	516

A továbbiakban az eredmények a határkeresztező képességek figyelembevétele mentén három esetre kerülnek bemutatásra:

- *határkeresztező képességek nélkül (HK nélkül)* csak a hazai képességeket felmérve,
- *határkeresztező képesség korláttal (HK korlát)*, melyben konzervatív módon az érzékenységvizsgálatnak megfelelő limitek kerülnek alkalmazásra a normál és a szélsőséges árú órákban,
- *határkeresztező képességekkel (HK)*, melyben optimista módon a limitek csak a szélsőséges árú órákban kerülnek alkalmazásra.

A figyelembe vett eszközök teljes rövid távú képességekben betöltött szerepét fel irányban a 27. ábra és le irányban a 28. ábra szemlélteti. Az ábrák azt mutatják meg, hogy a határkeresztező képességek optimista figyelembevétele mellett a vizsgált sarokév összes MC évének összes órájában hogyan alakulnak a hazai képességek. Az ábrák jelmagyarázataiban az egyes képességtípusokhoz tartozó éves átlagos rugalmassági képesség is feltüntetésre került. A külföldi képességek optimista modellezése esetén mindkét irányban és mindkét sarokévben megállapítható, hogy a képességek többsége szinte minden órában külföldről származik. Ezekben az esetekben az összes rendelkezésre álló rugalmasságot elsősorban a határkeresztező kapacitások mennyisége befolyásolja, és a hazai termelési portfólió szerepe másodlagossá válik.

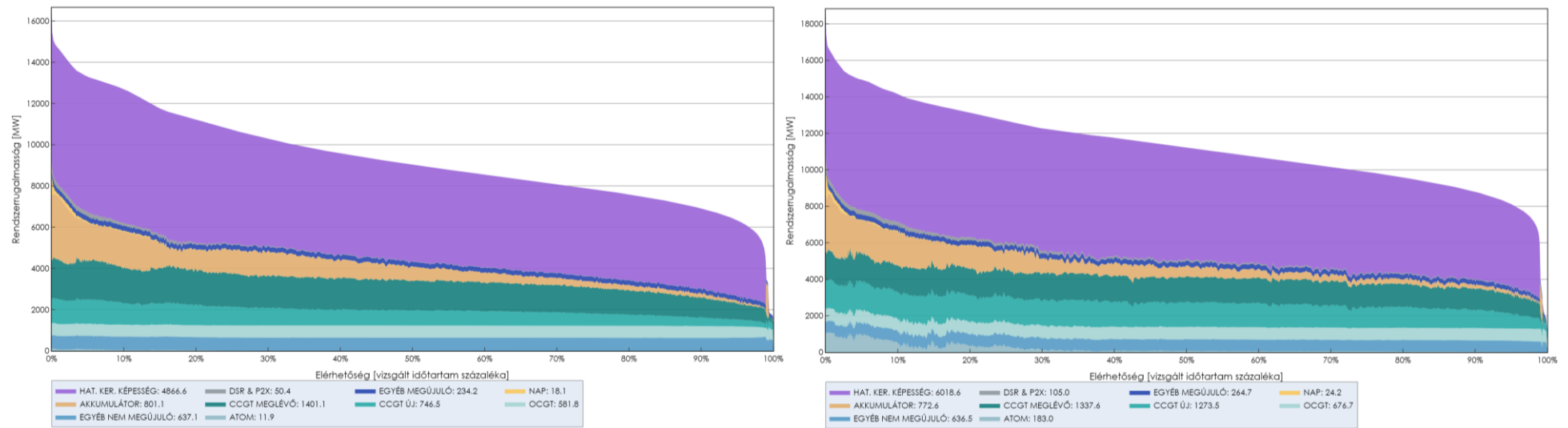
Fel irányban három domináns forrás azonosítható:

- az import (az ábrán az optimista rendelkezésre állás mellett),
- a hazai erőművek alacsony munkapontjaihoz igazodva azok felterhelési képessége, illetve
- a villamosenergia-tárolók kisütése.

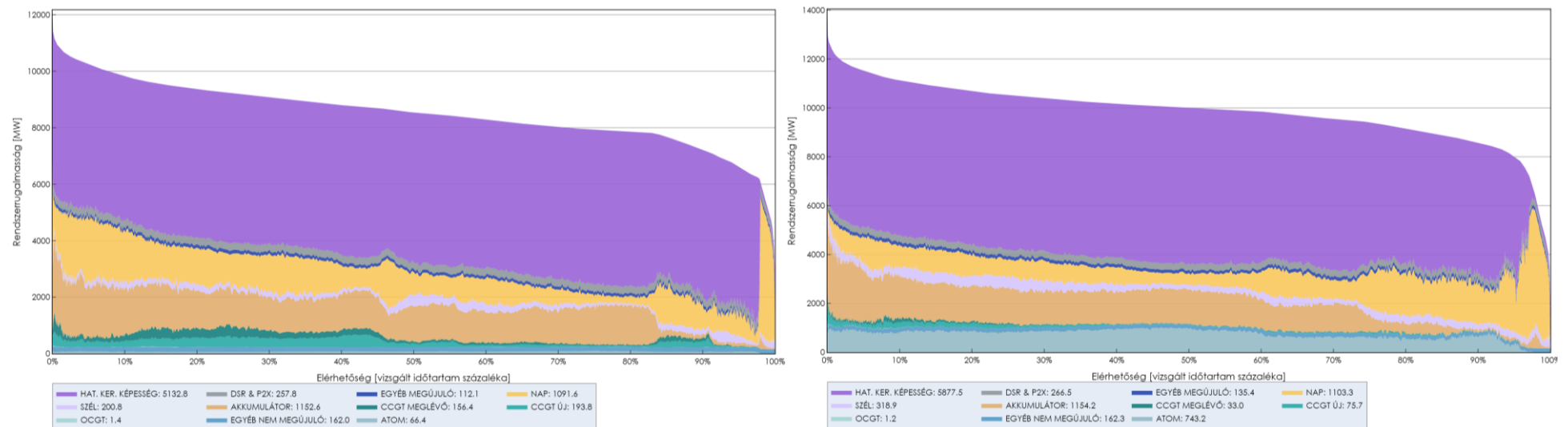
Le irányban már több forrás áll rendelkezésre:

- az export, amely mellett a hazai termelési portfólió másodlagossá válik,
- az időjárásfüggő termelők,
- a villamosenergia-tárolók töltése.

A legkevesebb le irányú képesség éppen azokban az órákban áll rendelkezésre, amikor a legnagyobb a naperőművi termelés, ilyenkor ugyanis jellemző az erős exportpozíció, amely korlátozza a további rugalmas export képességeket, ugyanakkor a magas naperőművi termelésből származó képességek ezt a kiesést csak részben kompenzálják, hiszen a naperőműveknek csak egy része (az ipari PV-k akkreditált része gyors képességként, míg a KÁT-on kívüli nem akkreditált PV-k piaci érzékenységet feltételezve lassú képességként) jelenik meg mint rugalmas képesség.



27. ábra: Fel irányú teljes rövid távú képességek rendelkezésre állása



28. ábra: Le irányú teljes rövid távú képességek rendelkezésre állása

5.1.3.3. Rövid távú rugalmassági hiány

Az FNA módszertan 10. cikk 4. pontja alapján a rövid távú rugalmassági hiány a rövid távú rugalmassági igények és a képességek különbségeként áll elő. Az elemzés a teljes rövid távú hiány értékelésére fókuszál, de külön bemutatja gyors és nagyon gyors (gradiens) rövid távú rugalmasság értékelését is, mert ezekből együttesen vonhatók le a VER egészére és szereplőire, így a piaci szereplőkre és TSO-ra vonatkozó következtetések.

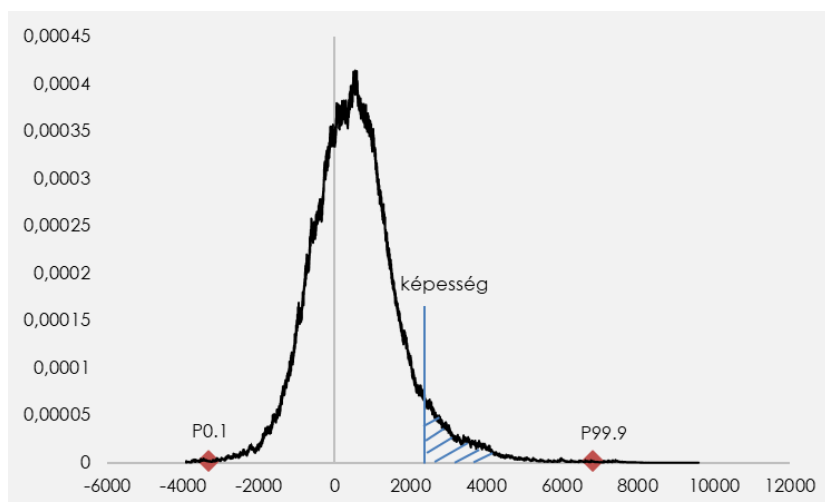
A fel és le irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány idősorok leíró statisztikáját az összes MC év eredményeit feldolgozva a 28. táblázat és a 29. táblázat mutatja be, melyben összefoglalásra került:

- az órás, 0-tól eltérő rövid távú rugalmassági hiány mértéke (MW),
- a hiányeseményekhez köthető éves energia (MWh) az FNA módszertan 10. cikk 4/c. pontjának megfelelően, az egyes hiányesemények bekövetkezési valószínűségét is figyelembe véve,
- a 0-tól eltérő rövid távú rugalmassági hiánnyal érintett órák száma,
- a hiányesemények várható óraszám, az egyes hiányesemények bekövetkezési valószínűségét is figyelembe véve,
- a rövid távú rugalmassági hiány jellemző hossza (óra) és
- két rövid távú rugalmassági hiánnyal érintett időszak között eltelt idő (óra)

a határkeresztező rugalmassági képesség három esetét vizsgálva.

A gyors és nagyon gyors (gradiens) hiányokra vonatkozó legfontosabb mutatókat a 30-33. táblázatok foglalják össze. A további részletes statisztikákat a 2. számú melléklet tartalmazza.

A rövid távú rugalmassági hiányeseményekhez kapcsolódó várható energia (MWh) meghatározása az igénymeghatározás során felhasznált valószínűségi eloszlások és a rendelkezésre álló rugalmas képességeken alapul. A számítás során minden időlépésben (minden MC év idősoraira) meghatározásra kerül az adott órára jellemző rugalmassági igény valószínűségi eloszlása, valamint az elérhető rugalmas képesség. A hiányesemény bekövetkezésének valószínűsége annak valószínűsége, hogy a rugalmassági igény meghaladja a rendelkezésre álló képességet. A hiány bekövetkezése esetén a le nem fedett rugalmassági igény várható nagysága nem egyezik meg a teljes eloszlás átlagával, hanem a feltételes várható értékből számítható, a sűrűségfüggvény a hiány aktuális értékével súlyozva integrálásra kerül a rendelkezésre álló képesség és az igény között (az FNA módszertan szerinti P99,9). Az éves várható ellátatlan energiamennyiség az egyes órára számított értékek összegeként adódik. Egy hiányesemény bekövetkezési valószínűségét a 29. ábra szemlélteti.



29. ábra: Rövid távú rugalmassági hiányesemény bekövetkezési valószínűsége

A fel irányú teljes rendszerrugalmassági igény csak hazai képességekkel az év közel negyedében nem elégíthető ki, az importkapacitások konzervatív figyelembevételével a hiányok (átlagosan 1500 MW körüli) mértéke és óraszám, az egyes hiányesemények bekövetkezési valószínűségét is figyelembe véve, nem csökken szignifikánsan. A határkeresztező képességek optimista figyelembevételével azonban már jelentősen lecsökken a hiányok átlagos mértéke, és szignifikánsan

a várható óraszámuk is. A hiányeseményekhez kapcsolódó várható energia mennyisége a hiányok nagyságának valószínűségi eloszlását és a hiányesemények bekövetkezési valószínűségét egyaránt figyelembe véve alacsony, mivel a hiányok többsége kismértékű és kis valószínűséggel következik be, a nagy hiányok pedig rendkívül kis valószínűséggel következnek be. A határkeresztező képességek figyelembevétele jelentős mértékben csökkenti a hiányeseményhez kapcsolódó – nem szolgáltatott energiaként értelmezhető – energia mennyiségét. A hiány átlagos hossza a határkeresztező képességek figyelembevételével átlagosan 3 óra körül alakul, a határkeresztező képesség optimista figyelembevételével nem jellemző, hogy napon belül többször alakul ki hiányos időszak. A bekövetkezési valószínűség figyelembevételével számított várható óraszám középtávon a határkeresztező képességek korlátozott és optimista figyelembevételével is jelentősen lecsökken, még hosszútávon a határkeresztező képességek korlátozott figyelembevételével a várható óraszám kevésbé csökken, melynek oka, hogy több kisebb mértékű, de nagyobb bekövetkezési valószínűségű hiányesemény marad fenn.

A le irányú teljes rugalmassági igény hazai képességekkel csak 500-650 órában nem elégíthető ki, az exportképességek konzervatív és optimista becsléssel is jelentősen mérséklők, gyakorlatilag megszüntetik a hiányokat. A le irányú teljes hiány alacsonyabb mértékű, mint a fel irányú, csak hazai képességekkel átlagosan 600-650 MW környéki, határkeresztező képességekkel 250-300 MW körüli a hiányok átlagos mértéke. Le irányban a hiányeseményekhez kapcsolódó várható energia mennyisége a hiányok nagyságának valószínűségi eloszlását és a hiányesemények bekövetkezési valószínűségét egyaránt figyelembe véve sokkal alacsonyabb, mint fel irányban, itt is elmondható, hogy a hiányok többsége kismértékű és kis valószínűséggel következik be, a nagy hiányok pedig rendkívül kis valószínűséggel következnek be. A határkeresztező képességek figyelembevétele gyakorlatilag elhanyagolhatóvá teszi a hiányeseményhez kapcsolódó – termeléskorlátozásként értelmezhető – energia mennyiségét. Az átlagos hiány 2,5 óra alatti minden vizsgált esetben, a határkeresztező képességek figyelembevételével átlagosan 1-1,5 óra hosszú hiányok jelentkeznek. Közép- és hosszú távon a hiányok mértéke és előfordulása hasonló.

A fel irányú gyors rendszerrugalmassági igény esetében már jobb a képességek megfelelése, kevesebb órászámban és kisebb mértékben alakul ki hiány (átlagosan 300-450 MW körüli). A hiányok mértéke és órászáma középtávon sokkal magasabb, de mindkét időtávon elmondható, hogy az importképességek optimista esetben képesek szinte teljes mértékben megszüntetni a hiányokat, azok néhány szélsőségesebb MC év eredményeitől eltekintve gyakorlatilag eltűnnek. Az átlagos hiány hossza 2-3 óra közötti.

A le irányú gyors rendszerrugalmassági hiány csak hazai képességekkel több órában várható, mint fel irányban, átlagos mértéke 200-400 MW közötti, de a maximumok nagyobbak, mint fel irányban. Az exportképesség már konzervatív esetben is gyakorlatilag megszünteti a hiányt, egy-egy szélsőséges MC év eredményeitől eltekintve. A hiányos órák száma a maximum 800-1000 órától maximum 20-75 órára változik. Hosszú távon több órában és nagyobb mértékű hiány várható, a határkeresztező képességek figyelembevételével átlagosan 1-1,5 óra hosszú hiányok jelentkeznek.

A fel irányú nagyon gyors (gradiens) rugalmassági hiány a kiegyenlítő szabályozási időtávon figyelembe vett importképességek konzervatív és optimista figyelembevételével rendkívül alacsony órászámban várható. A határkeresztező képességek optimista esetben 2030-ban két klímaévben (WS23, WS27), 2035-ben minden klímaévben megszüntetik a hiányt ezen az időtávon és irányban. A hiányok átlagos mértéke 50-100 MW körüli, de a maximális mérték nem haladja meg a 650 MW-ot és éves szinten maximum néhány napnyi hiány fordul elő csak hazai képességeket tekintve is. Az átlagos hiány minden esetben 2 óra alatti.

A le irányú nagyon gyors (gradiens) rugalmassági hiány a kiegyenlítő szabályozási időtávon figyelembe vett exportképességek konzervatív és optimista figyelembevételével gyakorlatilag megszűnik, kevesebb mint egy napban várható. A határkeresztező képességek 2030-ban két klímaévben (WS23, WS27) megszüntetik a hiányt ezen az időtávon és irányban, hosszú távon mindhárom klímaévben van néhány extrém áras óra, melyben jelentkezik hiány. A hiányok átlagos mértéke 300 MW alatti, az átlagos hiány minden esetben 2 óra körüli.

A statisztikai eredményeket szemlélteti a rövid távú hiány sűrűségfüggvénye a vizsgált időhorizontokon és időtávok szerint, melyet kiegészít a vizsgálati évek összes MC éveinek eredményeire vonatkozó tartamdiagram (30. ábra-33. ábra), az ábrákon megjelenik a határkeresztező képességek figyelembevételének három esete. Minden időtávon és vizsgálati évben, valamint a hiányok mindkét irányban a kisebb tartományokban sűrűsödnek, a gyors és nagyon gyors hiányok a tartamdiagramok alapján kevesebb óraszámban és kisebb mértékben jellemzőek. A teljes rendszerrugalmassági hiány görbéinek jellege eltér fel irányban a gyors és nagyon gyors (gradiens) hiányok görbéitől, hiányok tehát elsősorban a DA-ID időtávon és nem RT időtávhoz közeledve jellemzőek. Ha a teljes hiányok fennmaradnak, akkor áttolódnak a rövidebb időtávokra, és a rövidebb időtávokon szükséges kezelni őket a TSO számára rendelkezésre álló gyors és nagyon gyors eszközökkel.

A határkeresztező képességek korlátossága jelentősebb hatást gyakorol fel irányban, az importképességek szerepe a teljes és a gyors képességek esetén is meghatározó, míg a nagyon gyors (gradiens) igény kielégítése során nem szignifikáns az importképességek szerepe (hiányok a legmagasabb árú, kifeszített órákban várhatók). Fel irányban a napelemes termelés napszak szerinti csökkenéséhez és a terhelés növekedéséhez köthető fel irányú igényeket elsősorban az import menetrendek képesek lekövetni, amennyiben az importlehetőségek normál árú órákban is beszűkülnek, a hiányok mértéke is nő. Le irányban az exportképességek kevésbé befolyásolják a hiányokat, vagyis elsősorban a túlkínálattal jellemezhető alacsony árú órák esetében szűkül be az export és nő a le irányú hiány, illetve a PV termelés leterhelésnek időszakában figyelhető meg a legnagyobb hiány.

A vizsgálati évek esetén fel irányban rosszabb a megfelelés 2030-ban, le irányban nincs szignifikáns különbség a vizsgálati évek között.

28. táblázat: Fel irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány

Vizsgálati év		2030			2035		
ÖSSZES MC		HK nélkül	HK korlát	HK	HK nélkül	HK korlát	HK
hiány mértéke, (x>0), MW	min.	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
	átlag	1 588	1 434	989	1 466	1 282	1 095
	max.	5 595	5 595	5 595	5 812	5 812	5 812
	P01	17	17	6	23	17	16
	P25	519	551	110	576	487	209
	P50	1 460	1 170	306	1 146	1 041	522
	P75	2 427	2 210	1 306	2 243	1 876	1 305
	P99	4 553	4 394	5 034	4 666	4 164	5 332
szórás	1 189	1 073	1 308	1 120	1 015	1 306	
hiányeseményhez tartozó energia összesen, MWh	min.	16 869	11 243	318	10 599	5 875	108
	átlag	20 702	13 709	731	13 662	7 619	692
	max.	24 666	16 699	1 725	16 139	9 566	1 763
	P01	16 976	11 303	327	10 665	5 922	122
	P25	18 282	12 145	397	11 187	6 282	255
	P50	20 931	13 611	597	14 620	7 645	466
	P75	22 706	15 243	1 009	15 035	8 681	1 219
	P99	24 346	16 390	1 692	15 967	9 539	1 749
szórás	2 266	1 552	394	1 921	1 175	530	
hiánnyal érintett órák száma összesen, h	min.	2 024	1 653	52	1 713	1 241	25
	átlag	2 172	1 789	61	1 861	1 339	51
	max.	2 290	1 940	75	1 980	1 445	69
	P01	2 028	1 654	52	1 715	1 242	26
	P25	2 076	1 705	57	1 753	1 286	46
	P50	2 192	1 776	60	1 900	1 353	52
	P75	2 245	1 888	64	1 927	1 385	58
	P99	2 289	1 938	74	1 976	1 433	68
szórás	87	91	6	89	58	10	
hiányesemények várható óraszám, h	min.	19,3	0,5	0,5	11,0	6,2	0,2
	átlag	24,0	1,0	1,0	14,8	8,5	1,0
	max.	28,9	2,4	2,4	18,0	11,2	2,5
	P01	19,4	0,5	0,5	11,1	6,3	0,2
	P25	21,0	0,7	0,7	11,7	6,7	0,4
	P50	24,2	0,9	0,9	16,0	8,6	0,8
	P75	26,5	1,4	1,4	16,5	9,8	1,7
	P99	28,5	2,4	2,4	17,8	11,1	2,5
szórás	2,8	0,5	0,5	2,4	1,5	0,7	
hiányesemények közötti intervallum hossza, h	min.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	átlag	4,0	4,9	130,0	4,7	6,5	36,2
	max.	47,0	120,0	6 142,0	93,0	168,0	7 296,0
	P01	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	P25	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	P50	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	P75	1,0	2,0	9,0	2,0	6,0	4,0
	P99	21,0	23,0	4 838,0	23,0	46,0	406,5
szórás	6,6	7,8	660,8	7,6	10,6	342,5	
hiányesemény hossza, h	min.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	átlag	4,4	3,4	2,5	4,0	3,0	3,2
	max.	25,0	18,0	18,0	49,0	32,0	19,0
	P01	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	P25	2,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	P50	5,0	3,0	2,0	4,0	2,0	2,0
	P75	6,0	5,0	3,0	6,0	4,0	4,0
	P99	10,0	10,0	10,0	12,0	10,0	15,0
szórás	2,5	2,4	2,0	2,7	2,2	2,8	

29. táblázat: Le irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány

Vizsgálati év		2030			2035		
ÖSSZES MC		HK nélkül	HK korlát	HK	HK nélkül	HK korlát	HK
hiány mértéke, (x>0), MW	min.	0,2	0,4	0,4	0,2	1,2	1,2
	átlag	657	313	313	603	249	249
	max.	2 951	1 363	1 363	2 633	1 405	1 405
	P01	8	14	14	10	2	2
	P25	200	117	117	220	82	82
	P50	515	271	271	476	202	202
	P75	960	417	417	878	318	318
	P99	2 264	1 148	1 148	2 082	1 271	1 271
szórás	558	225	225	483	247	247	
hiányeseményhez tartozó energia összesen, MWh	min.	904	1,7	0,2	565	0,7	0,6
	átlag	1 326	4,6	1,9	735	4,6	3,6
	max.	1 779	15,8	14,2	970	19,8	19,2
	P01	908	1,7	0,2	575	0,8	0,7
	P25	1 023	3,8	0,6	634	2,6	1,5
	P50	1 332	4,2	0,9	751	3,6	2,8
	P75	1 575	5,2	1,4	800	5,0	3,9
	P99	1 765	15,8	14,0	931	16,9	16,6
szórás	281	2,5	3,1	97	3,5	3,5	
hiánnyal érintett órák száma összesen, h	min.	422	0	0	314	2	0
	átlag	525	6	2	405	7	4
	max.	647	12	10	487	15	13
	P01	422	1	0	315	2	0
	P25	444	4	0	335	5	3
	P50	529	6	1	431	7	4
	P75	598	8	2	452	9	5
	P99	643	11	9	477	14	12
szórás	73	3	2	58	3	3	
hiányesemények várható óraszám, h	min.	1,6	0,004	0,001	0,9	0,003	0,002
	átlag	2,5	0,011	0,004	1,2	0,011	0,008
	max.	3,4	0,030	0,026	1,7	0,033	0,031
	P01	1,7	0,004	0,001	0,9	0,003	0,002
	P25	1,8	0,008	0,002	1,0	0,008	0,005
	P50	2,5	0,011	0,003	1,3	0,010	0,007
	P75	3,0	0,013	0,004	1,4	0,014	0,009
	P99	3,4	0,030	0,025	1,6	0,030	0,029
szórás	0,6	0,005	0,005	0,2	0,006	0,006	
hiányesemények közötti intervallum hossza, h	min.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	átlag	16,6	930,0	1 206,7	21,5	947,7	913,1
	max.	1 391,0	6 599,0	5 712,0	1 342,0	6 213,0	6 048,0
	P01	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	P25	1,0	1,0	1,3	1,0	2,0	2,0
	P50	1,0	23,0	407,5	1,0	348,0	323,0
	P75	17,0	959,0	1 342,8	19,0	1 411,0	1 336,3
	P99	216,0	6 599,0	5 712,0	377,0	5 652,4	6 023,6
szórás	56,4	1 602,9	1 857,4	76,5	1 264,4	1 295,5	
hiányesemény hossza, h	min.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	átlag	2,5	1,6	1,2	2,4	1,2	1,2
	max.	13,0	5,0	5,0	12,0	5,0	5,0
	P01	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	P25	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	P50	1,0	2,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	P75	3,0	2,0	1,0	3,0	1,0	1,0
	P99	10,0	2,6	3,4	9,0	2,0	2,8
szórás	2,2	0,6	0,6	2,0	0,5	0,5	

30. táblázat: Fel irányú gyors rövid távú rugalmassági hiány

Vizsgálati év ÖSSZES MC		HK nélkül	2030 HK korlát	HK	HK nélkül	2035 HK korlát	HK
hiány mértéke, (x>0), MW	min.	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	átlag	427	378	458	343	295	332
	max.	1 621	1 456	1 345	1 379	1 379	1 276
	P99	1 159	1 070	1 178	1 097	1 091	1 189
hiánnyal érintett órák száma	min.	408	254	5	93	35	2
	átlag	514	333	17	193	93	26
	max.	634	445	38	290	170	54
	P99	633	428	36	280	166	53
hiányesemény hossza, h	átlag	2,2	2,1	2,1	2,7	2,1	3,2
	max.	24,0	17,0	15,0	42,0	30,0	17,0

31. táblázat: Le irányú gyors rövid távú rugalmassági hiány

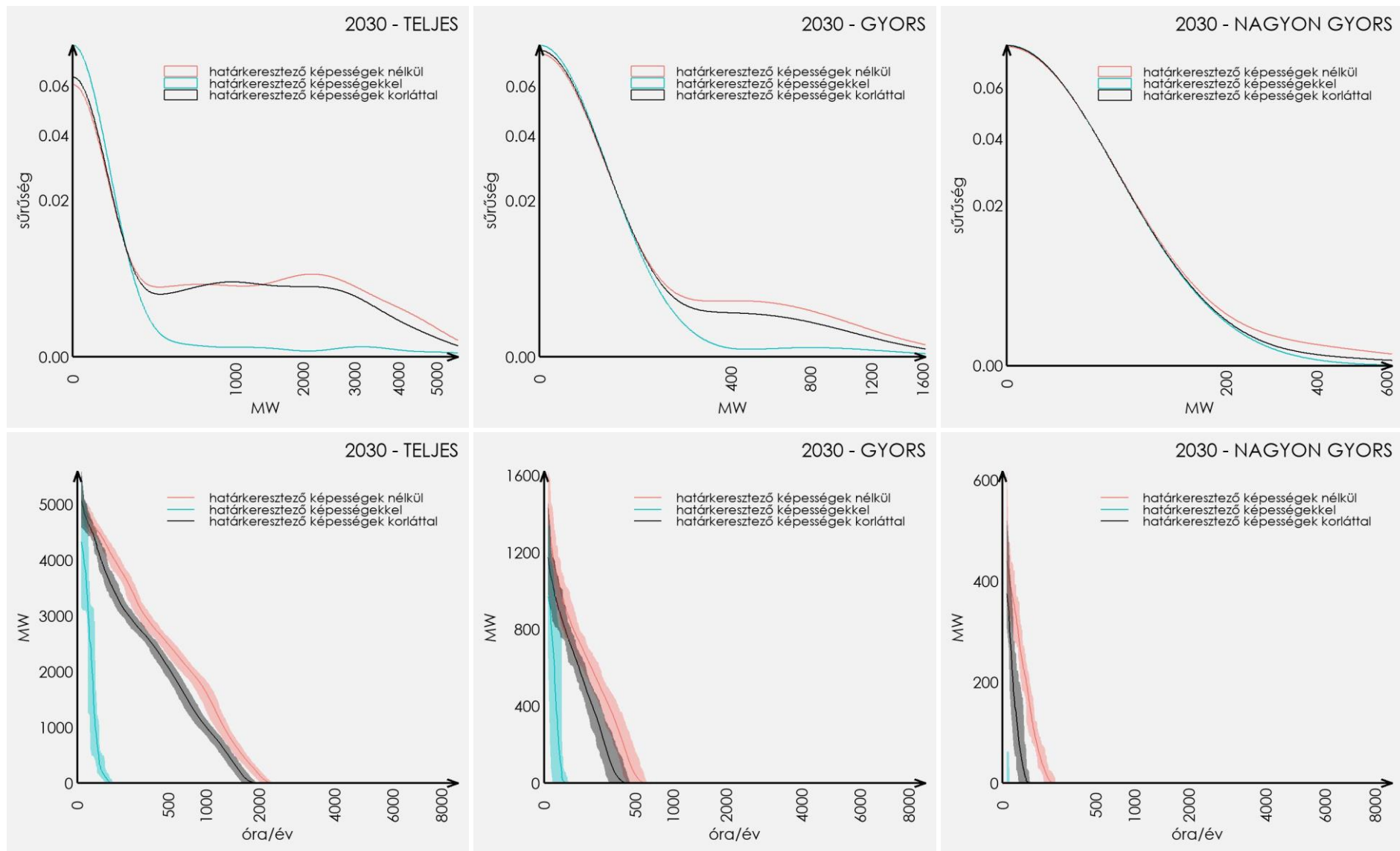
Vizsgálati év ÖSSZES MC		HK nélkül	2030 HK korlát	HK	HK nélkül	2035 HK korlát	HK
hiány mértéke, (x>0), MW	min.	0,2	0,9	0,9	0,2	0,2	0,2
	átlag	357	194	194	404	244	259
	max.	1 947	1 391	1 391	1 788	1 179	1 179
	P99	1 362	760	764	1 418	845	845
hiánnyal érintett órák száma	min.	533	0	0	733	13	6
	átlag	678	8	8	891	38	33
	max.	884	26	26	1 031	73	66
	P99	725	24	24	1 027	71	65
hiányesemény hossza, h	átlag	2,5	1,2	1,2	2,7	1,5	1,5
	max.	41,0	6,0	6,0	30,0	8,0	8,0

32. táblázat: Fel irányú nagyon gyors (gradiens) rövid távú rugalmassági hiány

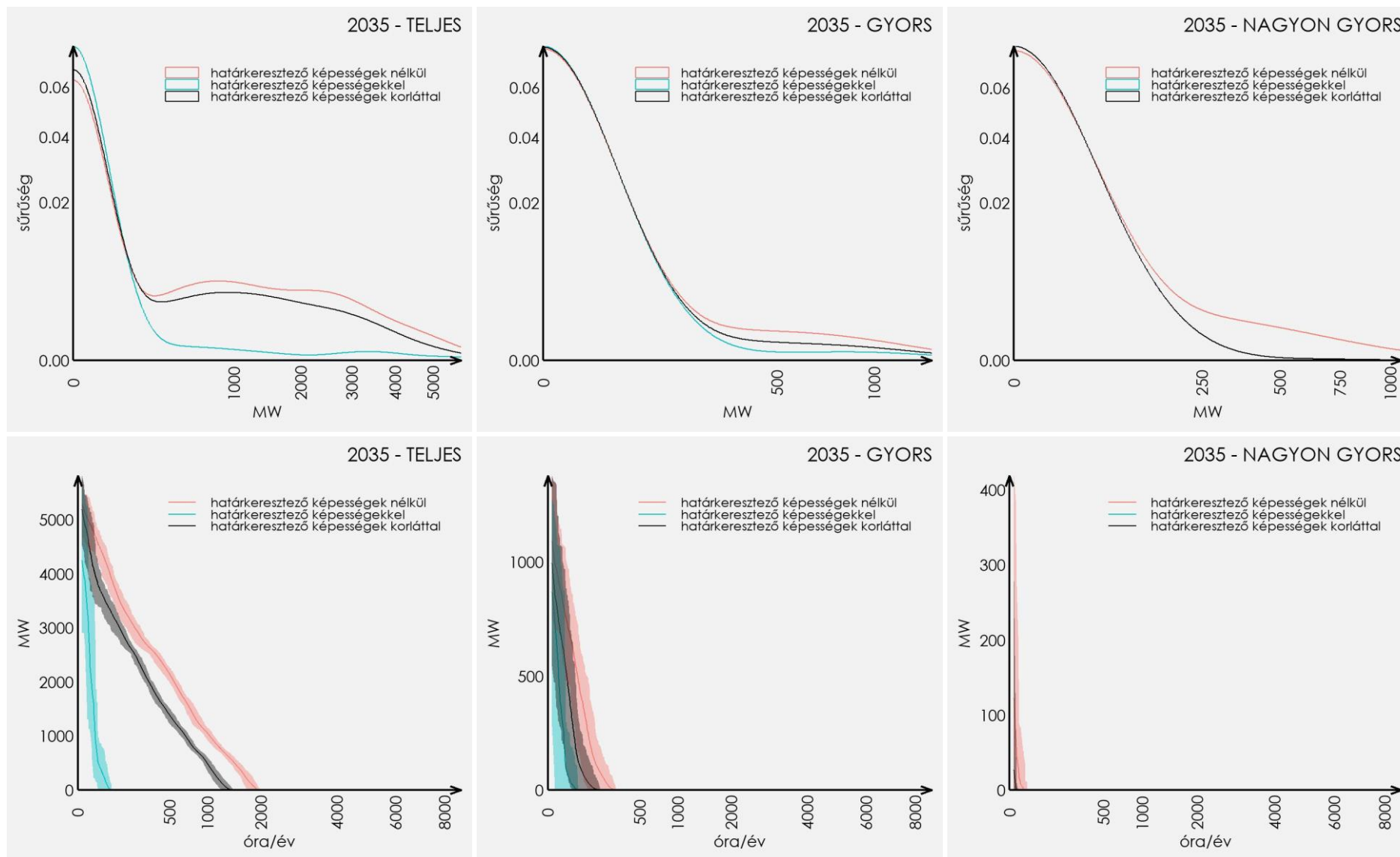
Vizsgálati év ÖSSZES MC		HK nélkül	2030 HK korlát	HK	HK nélkül	2035 HK korlát	HK
hiány mértéke, (x>0), MW	min.	1,0	0,10	38	2,0	1,10	-
	átlag	129	123	55	58	52	-
	max.	617	521	63	419	279	-
	P99	422	418	63	328	259	-
hiánnyal érintett órák száma	min.	101	14	0,0	0	0	-
	átlag	124	29	0,1	6	1	-
	max.	162	43	2,0	17	3	-
	P99	154	42	1,4	16	3	-
hiányesemény hossza, h	átlag	1,7	1,5	1,5	1,3	1,1	-
	max.	6,0	5,0	2	4,0	2,0	-

33. táblázat: Le irányú nagyon gyors (gradiens) rövid távú rugalmassági hiány

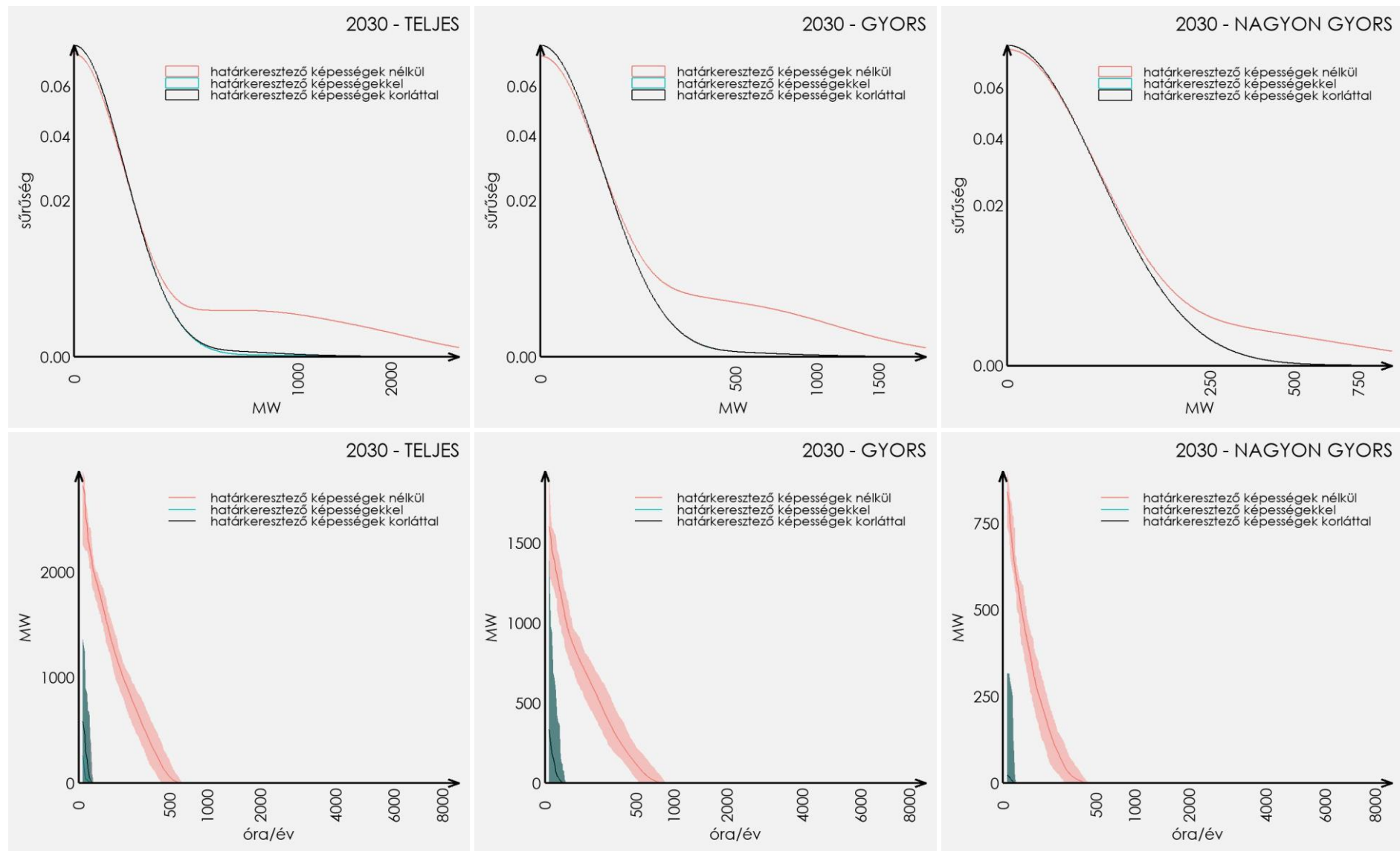
Vizsgálati év ÖSSZES MC		HK nélkül	2030 HK korlát	HK	HK nélkül	2035 HK korlát	HK
hiány mértéke, (x>0), MW	min.	1,0	11,2	11,2	1,0	9,2	9,2
	átlag	174	162	162	203	284	284
	max.	900	318	318	1 061	545	545
	P99	727	318	318	725	545	545
hiánnyal érintett órák száma	min.	217	0	0,0	206	0	0,0
	átlag	307	0,5	0,5	303	0,7	0,7
	max.	427	9,0	9,0	403	7,0	7,0
	P99	422	7,2	7,2	399	6,4	6,4
hiányesemény hossza, h	átlag	2,0	1,8	1,8	2,1	1,2	1,2
	max.	13,0	5,0	5,0	12,0	3,0	3,0



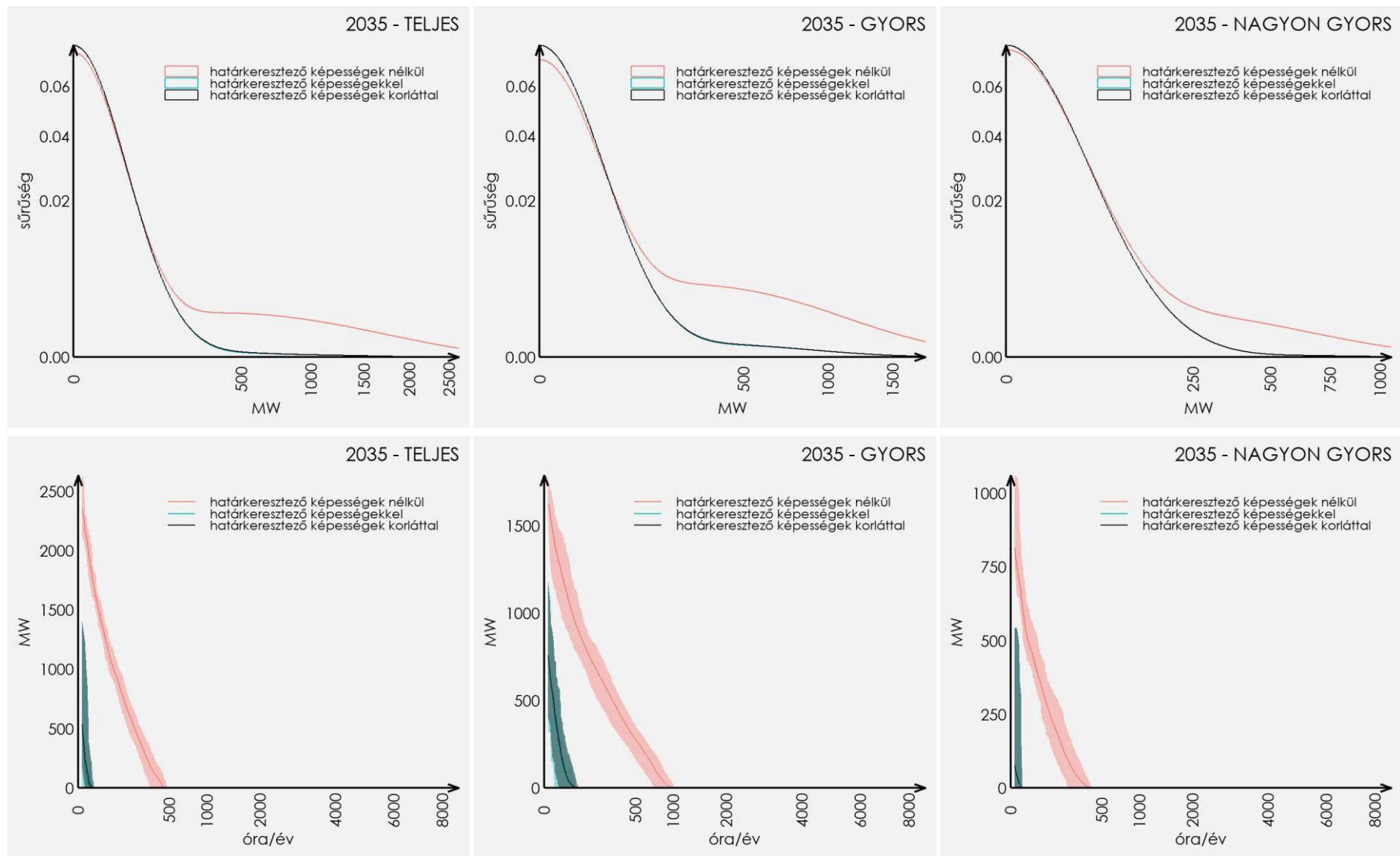
30. ábra: Fel irányú rövid távú rugalmassági hiány sűrűségfüggvénye és tartamdiagramja időtávok szerint – 2030



31. ábra: Fel irányú rövid távú rugalmassági hiány sűrűségfüggvénye és tartamdiagramja időtávok szerint – 2035



32. ábra: Le irányú rövid távú rugalmassági hiány sűrűségfüggvénye és tartamdiagramja időtávok szerint – 2030



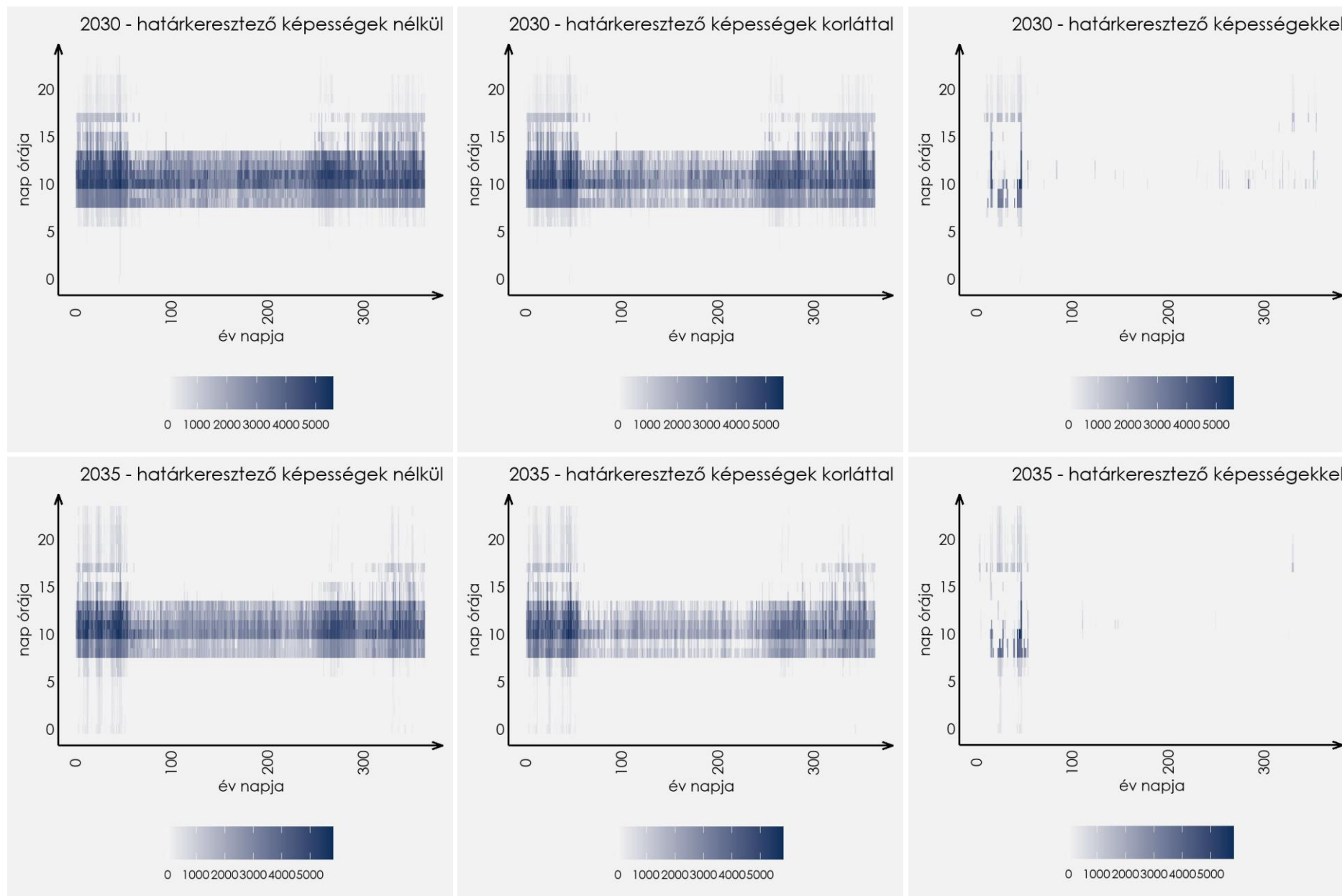
33. ábra: Le irányú rövid távú rugalmassági hiány sűrűségfüggvénye és tartamdiagramja időtávok szerint – 2035

A rövid távú rugalmassági hiány időtávok szerinti hőtésképe (34. ábra és 35. ábra) megmutatja, hogy mely napokon és órákban jellemző leginkább rugalmassági hiány a különböző időtávokon és azokra milyen hatást gyakorol a határkeresztező képességek elérhetősége (a hőtésképe a MC évek idősorainak maximális értékeiből került előállításra). A hiányok szezonális és napi alakulásának részletes WS szerinti statisztikáit a 2. számú melléklet tartalmazza.

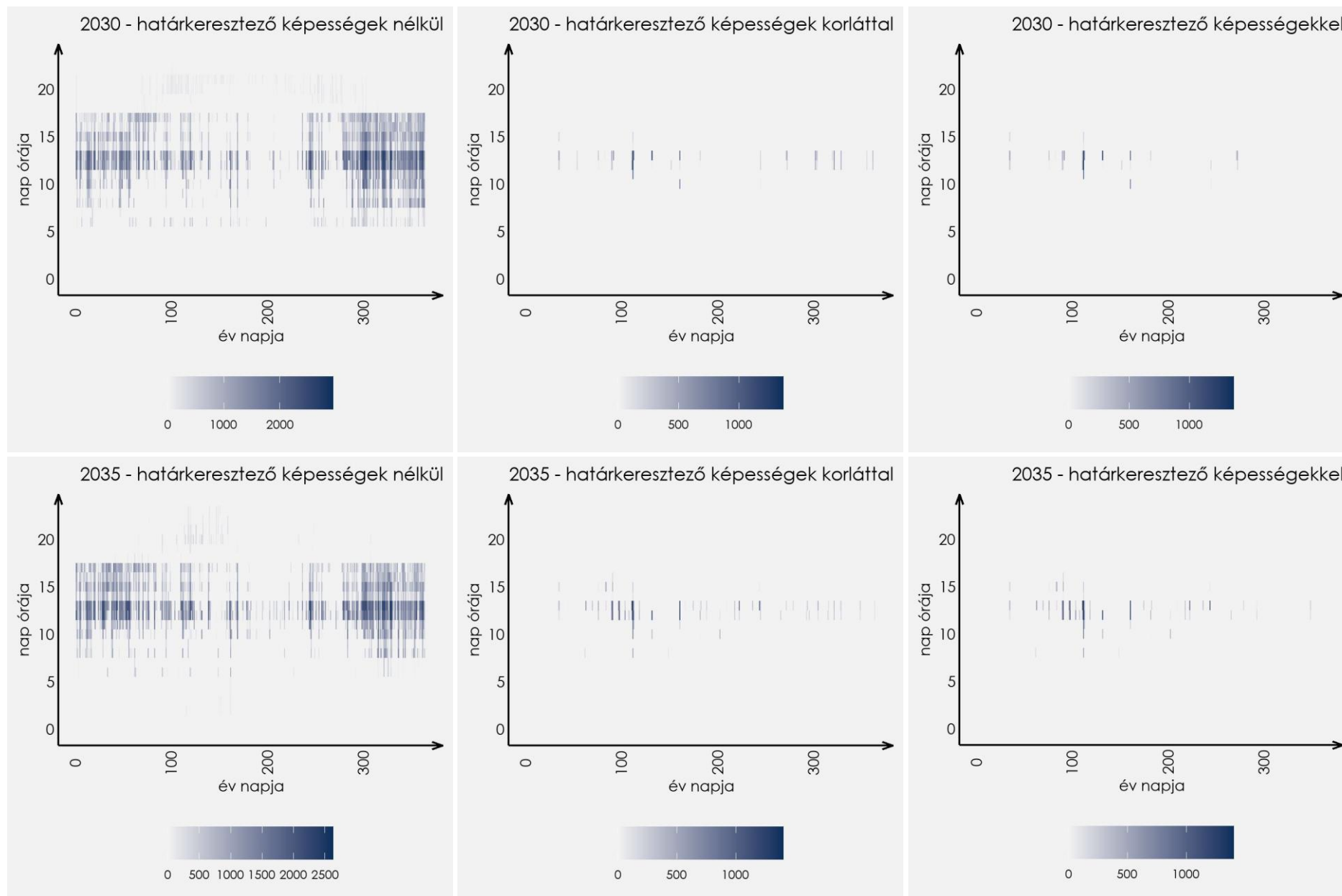
Fel irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány a fűtési időszakban a napközbeni csúcs mellett reggeli és esti időszakban is előfordul, fűtési időszakon kívül a napközbeni időszakban jellemzőbb. Az importképességek konzervatív esetben közép- és hosszú távon is mérsékelten csökkentik a napközbeni hiányokat. Az import optimista figyelembevételével azonban jellemzően már csak fűtési időszakban és a reggeli és esti időszakokban marad fenn hiány.

Le irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány a fel iránnyal ellentétben fűtési időszakban a nappali órák tágabb periódusában, de egy rövidebb, déli csúcsra koncentrálódva jellemző, fűtési időszakon kívül pedig kevésbé koncentráltan jelenik meg. Az exportképességek fűtési időszakban gyakorlatilag eltüntetik el a hiányokat, fűtési időszakon kívül is elsősorban a déli órákra koncentrálódnak a fennmaradó hiányok.

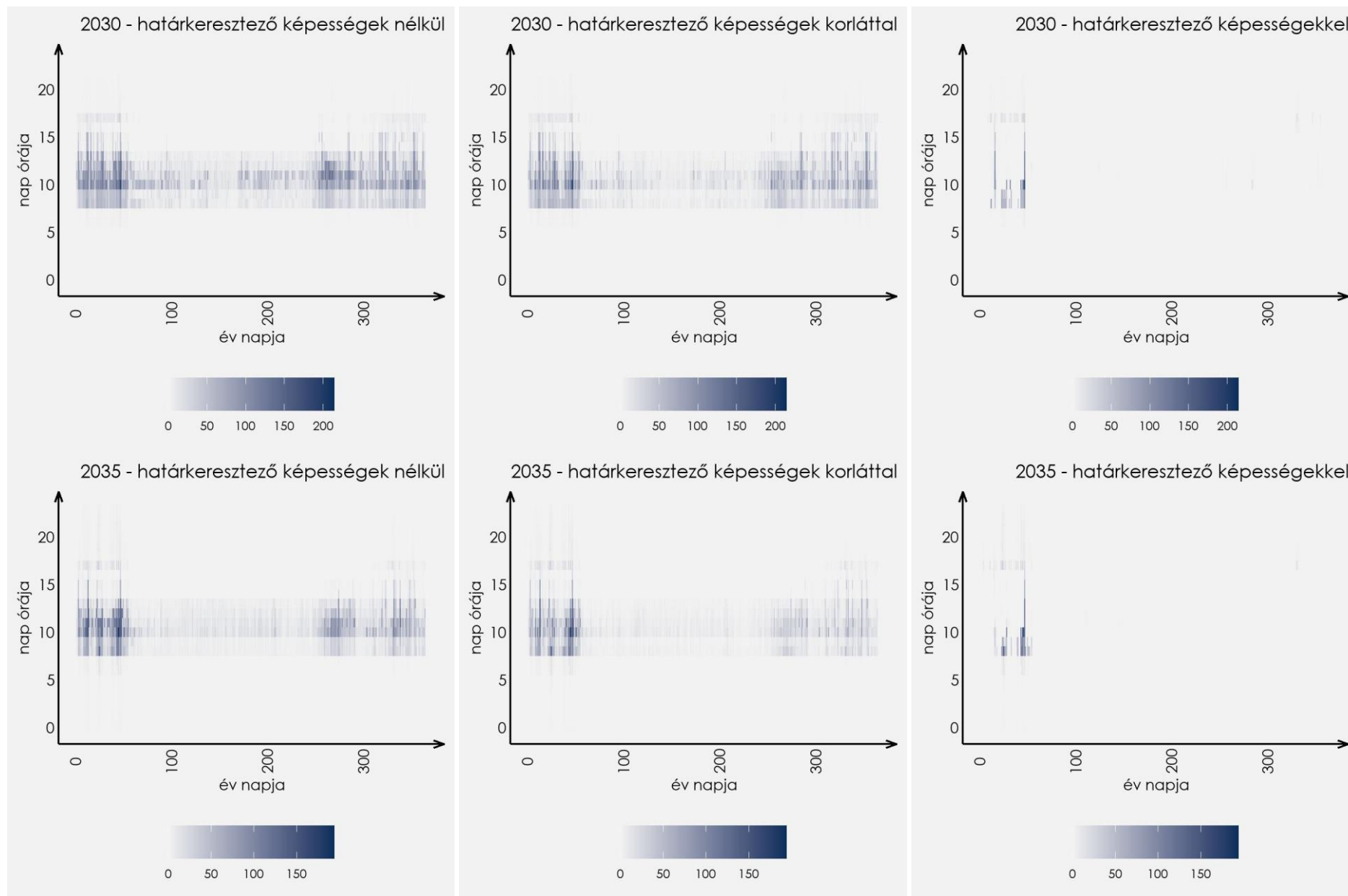
A rövid távú teljes rugalmassági hiányeseményekhez köthető várható energia hőtésképe (36. ábra és 37. ábra) azt mutatja meg, hogy figyelembe véve a hiány bekövetkezésének valószínűségét hogyan alakul a napon belüli és szezonális jelleg a határkeresztező képességek három esetét nézve. Mindkét irányú hiány esetén a bekövetkezési valószínűség a fűtési időszakban gyakorolja a legnagyobb hatást, a teljesítményhez képest a várható energia kevésbé koncentrált ebben az időszakban.



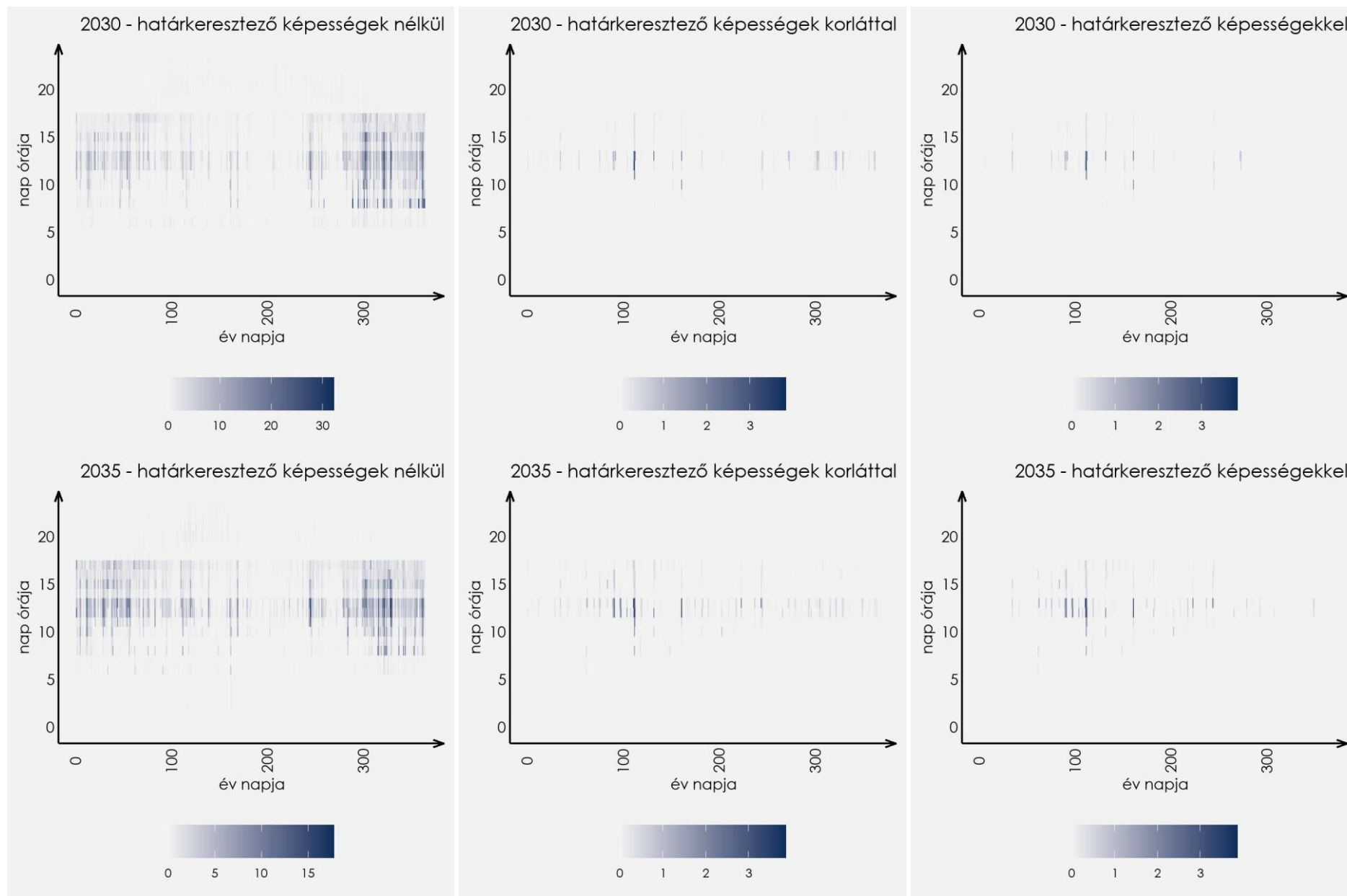
34. ábra: Fel irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány (MW) szezonális és napi alakulása (hőterkép) (CET)



35. ábra: Le irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány (MW) szezonális és napi alakulása (hőértkép) (CET)



36. ábra: Fel irányú teljes rövid távú hiányeseményhez kapcsolódó várható energia (MWh) hő térképe (CET)



37. ábra: Le irányú teljes rövid távú távú hiányeseményhez kapcsolódó várható energia (MWh) hő térképe (CET)

A teljes rövid távú rugalmassági hiány Pearson-féle korrelációját a naperőművi, szélerőművi és teljes megújuló termeléssel, valamint a terheléssel 34. táblázat foglalja össze. A vizsgált változók közötti Pearson-féle korreláció gyenge, illetve közepes mértékű, a kapcsolatok lehetséges nemlinearitása miatt az összefüggések egy GAM modell segítségével kerültek további elemzésre.

34. táblázat: A teljes rövid távú rugalmassági hiány korrelációja a megújuló termeléssel és terheléssel

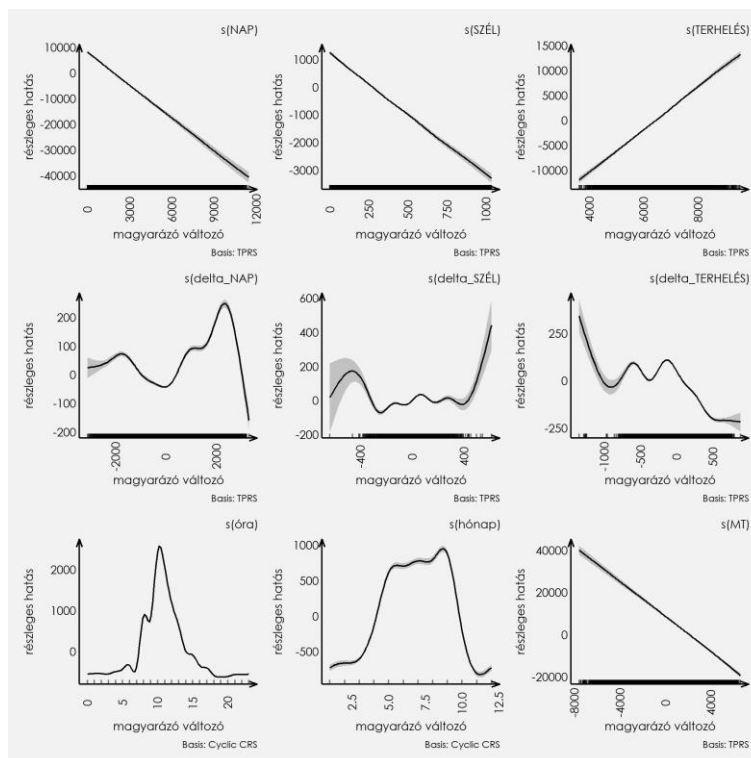
Irány	Vizsgálati év	Klímaév	Korrelációs együtthatók, %				
			szélerőművi termelés	naperőművi termelés	szél-, és naperőművi termelés	RES termelés	terhelés
HK nélkül	2030	WS23	-9,4	29,3	28,6	28,7	29,6
		WS27	-9,4	29,4	28,6	28,6	28
		WS35	-11,5	30,3	29,2	29,3	29,4
	2035	WS23	-9,1	25,6	24,6	24,6	24,6
		WS27	-10,3	23,7	22,3	22,4	24,3
		WS35	-10,6	24,9	23,3	23,4	24,3
	2030	WS23	1,9	-2,4	-2,2	-2,1	14,8
		WS27	-3,1	-1,2	-1,5	-1,5	11,3
		WS35	-3,8	-1,3	-1,7	-1,6	11,4
	2035	WS23	-4	-1,3	-1,9	-1,8	15,7
		WS27	-2,2	-1,4	-1,8	-1,7	11,3
		WS35	-8,1	-1,3	-2,6	-2,5	11,8
HK korlát	2030	WS23	-6,6	16,4	15,9	16	28,7
		WS27	-8,3	16,3	15,5	15,5	25,7
		WS35	-10,8	17,4	16,3	16,4	27
	2035	WS23	-7,3	13	12,1	12,2	24
		WS27	-9,8	11,7	10,3	10,4	23
		WS35	-10,3	12	10,4	10,6	22,3
	2030	WS23	-1,4	-0,6	-0,8	-0,7	0,1
		WS27	-0,5	-0,3	-0,4	-0,4	1,3
		WS35	0,1	0,5	0,5	0,5	0
	2035	WS23	-0,3	1,8	1,7	1,7	-0,7
		WS27	1,4	1,8	2	2	-0,6
		WS35	0,5	2,2	2,3	2,3	-0,8
HK	2030	WS23	-2,5	-1,7	-2	-2	7,7
		WS27	-2,2	-2,5	-2,7	-2,7	4,6
		WS35	-4,1	-2,2	-2,6	-2,6	6,8
	2035	WS23	-2,3	-2,4	-2,8	-2,8	6,2
		WS27	-2,5	-2,7	-3,1	-3	4,5
		WS35	-4,4	-2,6	-3,3	-3,3	6,7
	2030	WS23	-0,2	1	0,9	0,9	-0,2
		WS35	2,4	0,9	1,2	1,2	-0,3
		WS35	1	0,9	1,1	1,1	-0,3
	2035	WS23	0,1	1,4	1,4	1,4	-0,5
		WS27	0,9	1,8	1,9	2	-0,4
		WS35	0,3	2	2	2	-0,7

A határkeresztező képességek nélkül a teljes rövid távú rugalmassági hiány GAM modelljébe magyarázó változóként a naperőművi, szélerőművi termelés, a terhelés és ezek időbeli (órás) változása, a maradó terhelés, a napszak (óra) és szezonáltság (hónap) került be. A részleges hatásgörbét a 38. ábra és a 39. ábra szemlélteti, melyek azt mutatják meg, hogy adott változó különböző értékeinél hogyan változik a teljes rövid távú rugalmassági hiány, a szürke sáv a MC évek okozta bizonytalanság.

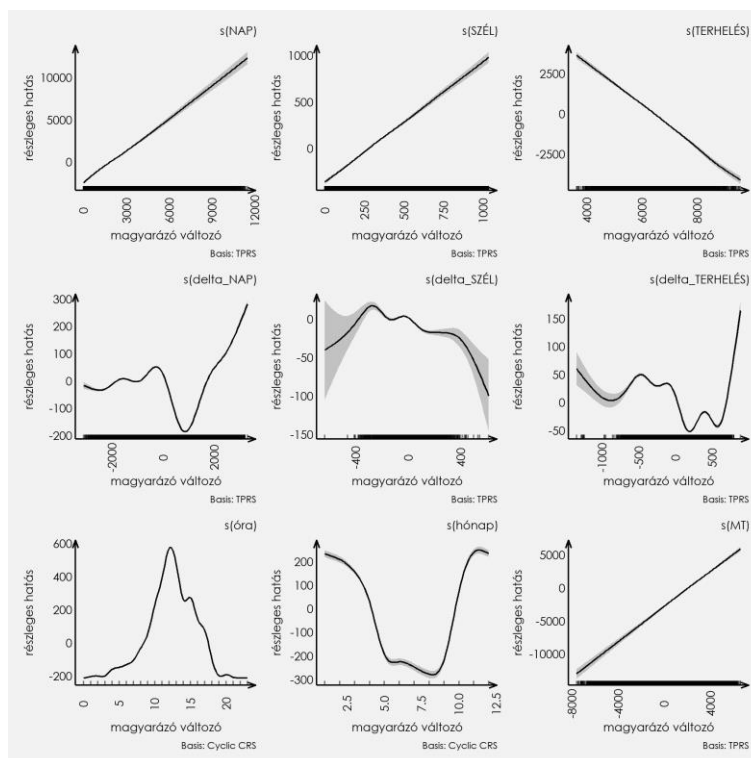
A fel irányú teljes rövid távú rugalmassági hiányhoz tartozó hatásgörbék alapján a naperőművi termelés hatása közel lineáris, a termelés növekedésével a hiány mértéke erősen csökken. A szélerőművi termelés hatása szintén közel lineáris negatív kapcsolatot mutat. A terhelés hatása szintén szinte lineáris, a terhelés növekedésével nő a hiány mértéke is. A naperőművi termelés órás változása és a fel irányú hiányok változása között nem lineáris a kapcsolat, alacsony mértékű termeléseszköknél negatív, nagyobb mértékű termeléseszköknél pozitív a hatás, a naperőművi termelés növekedésénél kis növekedés esetén pozitív a hatás (nőnek a hiányok), nagy mértékű termeléseszköknél negatív hatású a 2030-as évet tekintve, ezzel szemben 2035-ben a nagymértékű termeléseszköknek nincs hatása a hiányokra, a nagymértékű termeléseszköknél azonban ebben az esetben is negatív hatású. A szélerőművi termelés órás változása szintén nem

lineáris, kisebb változásoknál enyhén pozitív hatású, közepes változásoknál negatív hatású, nagyobb változásoknál pozitív hatású a termelés változása. A 2035-ös sarokévben a nagymértékű termeléseszköcsökkenés negatív hatású. A terhelés órás változásának hatása összetett, a terhelés nagymértékű csökkenése és a terhelés növekedése is negatív hatású. A hatásgörbék alapján erős napi mintázat látszik, a görbe a naperőművi termelést követi, a délelőtti órákban egy lokális csúccsal kiegészülve. A szezonális hatást tekintve nyári hónapokban magasabb, téli időszakban alacsonyabb értékek jellemzők. A maradó terhelés lineáris negatív kapcsolatot mutat, a maradó terhelés növekedése csökkenti a hiány mértékét. A két vizsgálati év görbéit tekintve nincs jelentős változás, magyarázó változók közül tehát közép- és hosszú távon is a fel irányú teljes rövid távú rugalmassági hiányt források (maradó terhelés, naperőművi és szélerőművi termelés) elérhetősége, valamint a napon belüli ciklikusság határozza meg.

A le irányú teljes rövid távú rugalmassági hiányhoz tartozó hatásgörbék alapján a naperőművi termelés hatása szintén közel lineáris, a 2030-as sarokévet tekintve a termelés növekedésével a hiány mértéke erősen nő, ezzel szemben a 2035-ös évben éppen ellentétes a hatás, a termelés növekedésével a hiány jelentősen csökken. A szélerőművi termelés hatása szintén közel lineáris 2030-ban pozitív, 2035-ben negatív kapcsolatot mutat. A terhelés hatása szintén szinte lineáris, a 2030-as sarokévben a terhelés növekedésével csökken a hiány mértéke, míg a 2035-ös sarokévben a hatás ellentétes ezzel. A naperőművi termelés órás változása és a le irányú hiányok változása között nem lineáris a kapcsolat, kisebb változásoknál a hatás negatív, nagy mértékű teljesítménycsökkenésnél enyhén pozitív, nagymértékű termelésnövekedésnél erősen pozitív a hatás. A szélerőművi termelés órás változása szintén nemlineáris, a 2030-as évet vizsgálva csak nagymértékű termeléseszköcsökkenés esetén pozitív a hatás, egyébként negatív, a 2035-ös sarokévben a negatív irányú változások nem befolyásolják a hiány mértékét jelentős mértékben, a termelésnövekedés csökkenti a hiányokat. A nagymértékű változások esetén erősen nő a MC évek okozta bizonytalanság. A terhelés órás változásának hatása nem egyértelmű, de nagy órás növekmény esetén megnő a hiány mértéke. A hatásgörbék alapján erős napi mintázat látszik szintén a naperőművi termelést követve. A szezonális hatást tekintve 2030-ban a nyári hónapokban magasabb, téli időszakban alacsonyabb értékek jellemzők, 2035-ben ennek az ellentéte jellemző. A maradó terhelés lineáris pozitív kapcsolatot mutat, a 2030-as évet vizsgálva a maradó terhelés növekedése növeli a hiány mértékét, 2035-ben ez fordítva jellemző. A két vizsgálati év görbéit tekintve nincs jelentős változás, magyarázó változók közül tehát közép- és hosszú távon is a le irányú teljes rövid távú rugalmassági hiányt a források (maradó terhelés, naperőművi és szélerőművi termelés) elérhetősége, valamint a napon belüli ciklikusság határozza meg.



38. ábra: Fel irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány GAM modell – 2030 (CET)



39. ábra: Le irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány GAM modell – 2030 (CET)

5.1.3.4. Rövid távú rugalmassági hiány megszüntetéséhez szükséges rugalmas források

A rövid távú rugalmassági hiány megszüntetéséhez szükséges rugalmas források kiértékelése a fejezetben leírtak szerint a határkeresztező képességek korlátozott rendelkezésre állása szerinti forgatókönyvre tesz javaslatot.

A fel irányú rövid távú rugalmassági hiány nem szolgáltatott energiaként (vagy terven kívüli energiaként) értelmezhető, melyet az FNA módszertan 16. cikk 7b) pontja alapján az ellátásbiztonsági sztenderddel és az ERAA eredményeivel összevetve érdemes értékelni (35. táblázat).

35. táblázat: Forrásmegfelelőségi mutatók és fel irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány

Vizsgálati év		2030	2035
ERAA 2025	LOLE	5,08 óra	3,28 óra
	ENS	2,71 GWh	1,01 GWh
FNA	Fel irányú hiányesemények várható óraszám	1,0 óra	8,5 óra
	Fel irányú hiányeseményhez tartozó várható energia összesen (átlag)	13,7 GWh	7,62 GWh

Annak ellenére, hogy hazai ellátásbiztonsági sztenderd jelenleg nincs érvényben, az ellátásbiztonsági kockázat csökkentése érdekében mindenképp szükséges kezelni a hiányokat, mivel azok jóval magasabbak, mint az ERAA szerinti forrásmegfelelőségi mutatók.

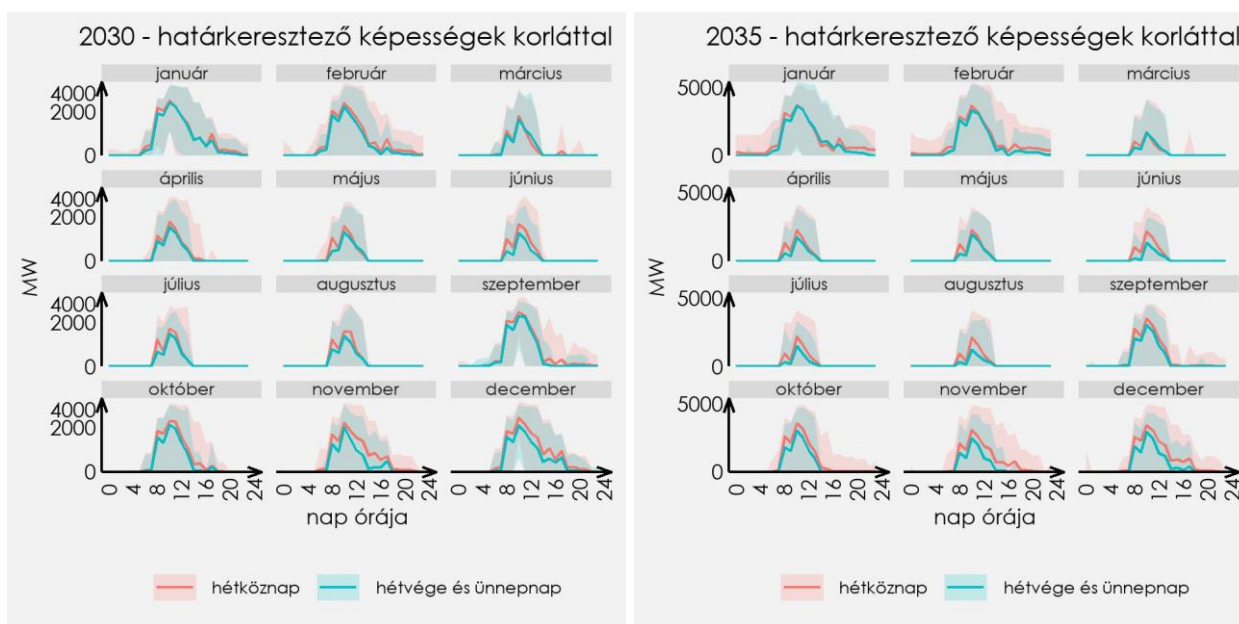
Az FNA módszertan 16. cikk 7a) pontja alapján értékelni szükséges a fel irányú rövid távú hiány megszüntetését elősegítő lehetséges eszközöket. Ezt a statisztikai mutatók mentén, valamint a hiányok szezonális és napi jelleggörbéi alapján levonható következtetések alapján célszerű megtenni. A 40. ábra szerinti napi jelleggörbék az összes MC év maximális és átlagos értékeit mutatják be szezonális bontásban, még az összetevőket szemléltető 41. ábra és 42. ábra a különböző forrásokból származó képességek (és esetleges hiány) százalékos hozzájárulását szemlélteti az igények kielégítéséhez, napon belüli, illetve a fűtési szezon és azon kívüli időszakra vett bontásban, a vizsgált MC évekre átlagolva.

Az ábrák alapján fel irányú hiányok kezelése olyan eszközökkel kell megvalósuljon, melyek:

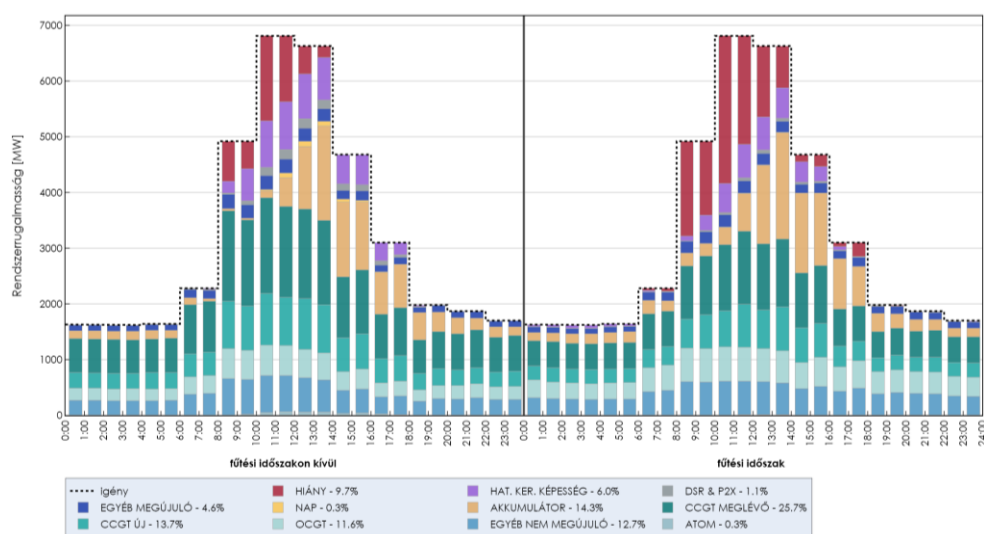
- elsősorban nagykereskedelmi energiapiaci alapon működnek,
- a meglévő és feltételezett forrásoldalt tekintve:
 - a hiányok olyan órákban jelentkeznek, amikor az időjárásfüggő termelés rendelkezésre állásának csökkenése jelenti a kockázatot, ezért a meglévő időjárásfüggő képességek további növelése nem tekinthető hatékony eszköznek, vagyis
- elsősorban új képességek tudják hatékonyan kezelni a hiányokat és csökkenteni a várhatóan nem szolgáltatott energiaként jelentkező hiány mértékét:
 - olyan fogyasztók, melyek a napközbeni órákban képesek fogyasztásukat csökkenteni, ideértve a P2X technológiákat, explicit és implicit DSR-t (szürke sávok magasságának növelése),
 - olyan tárolók, melyek az ID piac jelzései alapján aktívan tudják változtatni arbitrázs ciklusait, illetve a tárolási potenciál (>2 óra) növelésével a napközbeni órákban is rendelkezésre tudnak állni kitárolással (okkersárga sávok szélességének/magasságának növelése),
- amennyiben a napon belüli időtáv végéig piaci alapon nem szűnnek meg a hiányok, a gyors és nagyon gyors időtávon a TSO számára szükségesek:
 - gyorsan indítható, biztosan rendelkezésre álló egységek és/vagy
 - rugalmasan leállítható fogyasztók és/vagy
 - kiegyenlítő szabályozási energiaaktiválási lehetőség a MARI és PICASSO platformok révén, melynek feltétele a kiegyenlítő szabályozási időtávon a szükséges határkeresztező kapacitások rendelkezésre állása.
 - a fentiekben túl kiemelten fontos, hogy minden olyan eszköz megvalósulása és rendszerben maradása szükséges a hiányok elkerüléséhez, mely az ERAA 2025

prognózisai alapján feltételezett, így a képességek meghatározó részét biztosító gáz- és olajtüzelésű erőművi portfólió (új és meglévő) és a feltételezett ipari akkumulátoros villamosenergia-tárolók.

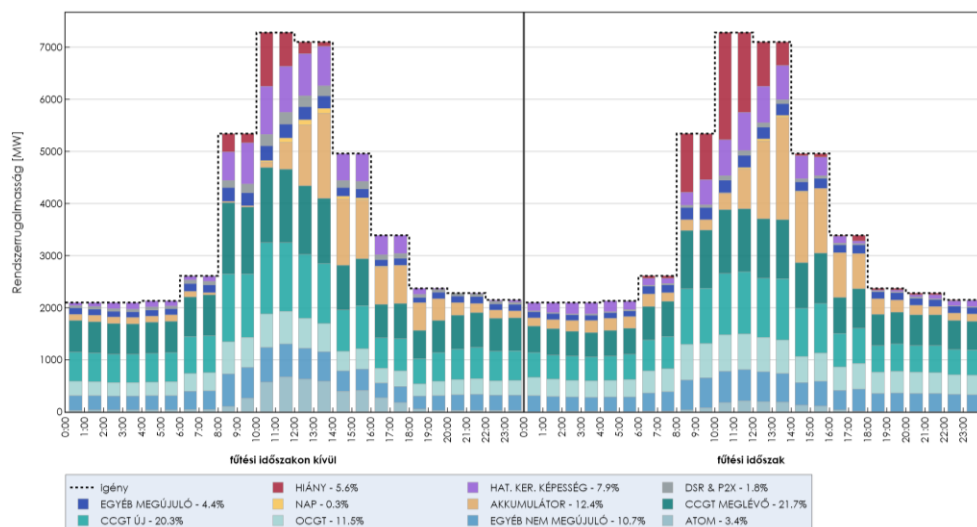
A tárolók esetén azok viselkedése is meghatározó, erről eddig csak limitált tapasztalat áll rendelkezésre, elsősorban a másnapi piacon végzett arbitrázs ciklusokban és a kiegyenlítő szabályozásban való részvételben aktívak, mely működés alapján éppen a rövid távú hiányok kialakulásának óráiban kiürítve várják a feltöltésüket, ezáltal nem képesek érdemi fel irányú rugalmasságot nyújtani. Így tehát kifejezetten az ID időtávon való módosított/addicionális arbitrázs ciklusok jelentenek a hiányok kezelésére alkalmas rugalmassági képességet. Ahhoz, hogy a tárolók aktív szereplővé váljanak ID időtávon, az itt megszerezhető többletbevétel összemérhetővé kellene, hogy váljon az egyéb (jóval egyszerűbben megvalósítható) piacokon való részvétellel, valamint kellően gyakran kellene bekövetkeznie ahhoz, hogy a tárolók üzemeltetői képesek legyenek adatokkal alátámasztott kereskedési stratégiát kialakítani.



40. ábra: Fel irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány napi jelleggörbéi (CET)



41. ábra: Az egyes képességtípusok hozzájárulásának megoszlása a fel irányú rövid távú igények kielégítéséhez (2030 – határkeresztező képességek korláttal)



42. ábra: Az egyes képességtípusok hozzájárulásának megoszlása a fel irányú rövid távú igények kielégítéséhez (2035 – határkeresztelő képességek korláttal)

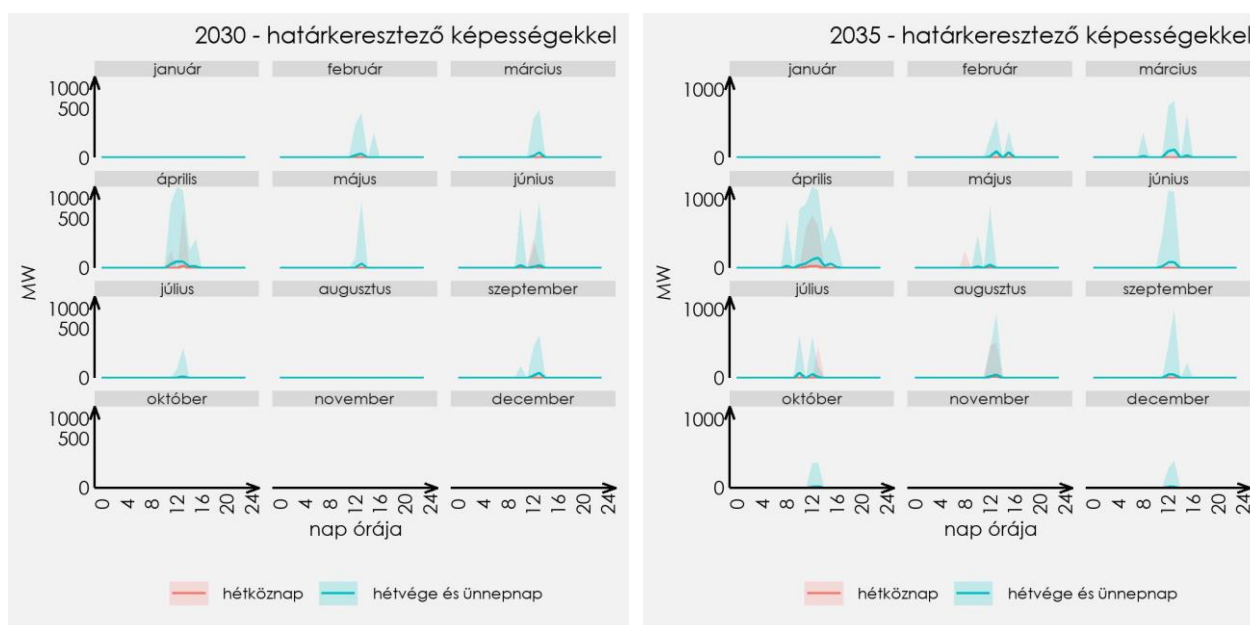
A le irányú rövid távú rugalmassági hiányok megszüntetését elősegítő eszközök értékelése a 16. cikk 6. pontja alapján a le irányú rövid távú rugalmassági hiányok RES integrációs rugalmassági igénybe történő visszacsatolással lenne érdemben megvalósítható, mely az első FNA jelentésben nem kötelező. Az alábbi, le irányú hiányok kezelésére javasolt eszközök megfogalmazása során nem volt meghatározó az a célfüggvény, hogy a RES termeléskorlátozás mértéke minimális legyen. Ennek megvalósítása a következő FNA ciklus modellezése során tervezett a különböző energia/teljesítmény arányú eszközök rendszerbe illesztésének és termeléskorlátozásra gyakorolt hatásának elemzése mentén.

A statisztikai mutatók, valamint a hiányok szezonális és napi jelleggörbéi (43. ábra) és az összetevőket szemléltető 44. ábra és 45. ábra alapján a le irányú hiányok kezelése olyan eszközökkel kell megvalósuljon, melyek:

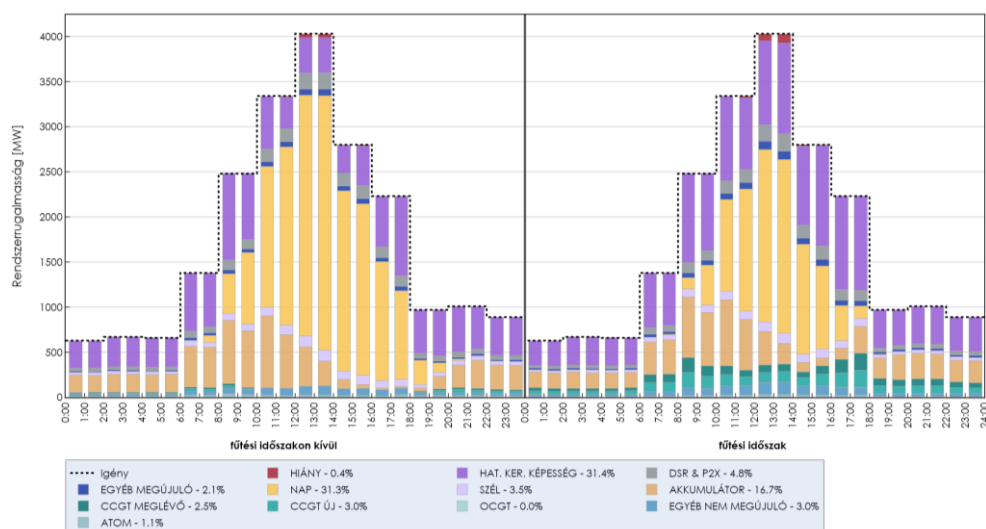
- elsősorban nagykereskedelmi energiapiaci alapon működnek,
- a meglévő és feltételezett forrásoldalt tekintve ezek lehetnek:
 - további árérzékeny PV termelők melyek hatékonyan tudják termelésüket csökkenteni azokban az órákban amikor alacsony a fogyasztás és/vagy export lehetőség, ilyen például a KÁT termelők és METÁR termelők ID piaci árakra való reagálása megfelelő reformokat követően,
 - további árérzékeny szélerőműves termelők, melyek hatékonyan tudják termelésüket csökkenteni azokban az órákban amikor alacsony a fogyasztás és/vagy export lehetőség,
 - ezeket a képességeket az árérzékenységen túl támogatni tudja az akkreditációs kötelezettségek kiterjesztése, ez tudja továbbá biztosítani azt, hogy ha a DA-ID időtávon a hiányok kezelése nem történik meg, a TSO hozzá tudjon férni valós időben az időjárásfüggő termelők szabályozási képességéhez a szabályozásienergia-piacon keresztül.
- a meglévő és feltételezett forrásoldalt kiegészítve:
 - olyan fogyasztók, melyek a déli órákat követően képesek fogyasztásukat növelni, ideértve a P2X technológiákat, explicit és implicit DSR-t (szürke sávok függőleges növelése), ez magában foglalja a dinamikus árazás mentén történő fogyasztás lehetőségét,

- olyan tárolók, melyek a tárolási potenciál (>2 óra) növelésével a fogyasztás nagyobb mértékű eltolását teszik lehetővé, a déli órákat követően is rendelkezésre állnak fogyasztóként (okkersárga sávok szélességének növelése),
- amennyiben a napon belüli időtáv végéig piaci alapon nem szűnnek meg a hiányok, a gyors és nagyon gyors időtávon a TSO számára szükségesek:
 - alacsony munkapontig vagy teljesen leállítható álló egységek, és/vagy
 - rugalmasan felterhelhető fogyasztók, és/vagy
 - kiegyenlítő szabályozási energiaaktiválási lehetőség a MARI és PICASSO platformok révén, melynek feltétele a kiegyenlítő szabályozási időtávon a szükséges határkeresztező kapacitások rendelkezésre állása.

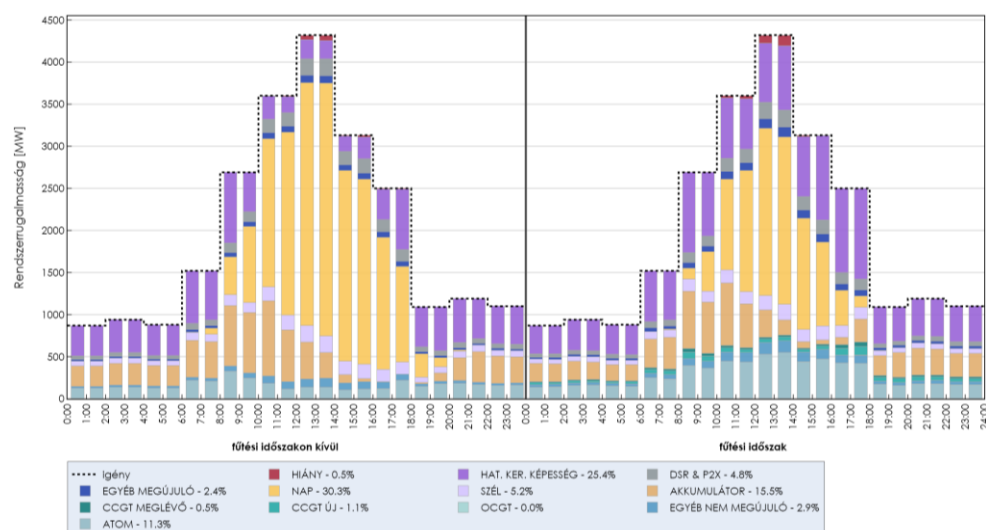
A fentiek alapján a teljes DA-RT időtávon fontos a rövid távú rugalmassági igények lefedéséhez, hogy megfelelő határkeresztező kapacitások álljanak rendelkezésre. Ehhez szükséges nemcsak a már tervezett határkeresztező projektek megvalósítása, hanem az áramlásalapú kapacitásszámítás során a hazai import- és exportképességet leggyakrabban korlátozó szűkületek szisztematikus feloldása is, ami külföldi átviteli hálózati elemeket is érint.



43. ábra: Le irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány napi jelleggörbéi (CET)



44. ábra: Az egyes képességtípusok hozzájárulásának megoszlása a le irányú igények kielégítéséhez (2030 – határkeresztelő képességek korláttal)



45. ábra: Az egyes képességtípusok hozzájárulásának megoszlása a le irányú igények kielégítéséhez (2035 – határkeresztelő képességek korláttal)

5.2. Hálózati rugalmassági igények

Az FNA módszertan 2. cikk v. pontja szerint hálózati rugalmassági igény a hálózat rendelkezésre állásához szükséges torlódások/feszültségproblémák megelőzésével vagy megoldásával biztosított rugalmasság, minden releváns időtávon.

Az FNA módszertan 11. cikke szerint a hálózati korlátokból fakadó elosztóhálózati rugalmassági igényeket területi, időbeni és feszültség szint szerinti bontásban, valamint a rugalmassági igények kielégítését biztosító eszközök (például rugalmas hálózati csatlakozás, piaci rugalmasság) megjelölésével szükséges meghatározni, valamint azonosítani kell, hogy az elosztóhálózati rugalmassági igények mekkora hányada tekinthető megújuló termelés korlátozásnak.

Az FNA módszertan 12. cikke szerint – amennyiben indokolt – azon hálózati korlátokból fakadó átviteli hálózati rugalmassági igények is meghatározásra kerülhetnek, melyek megújuló termelés korlátozást vagy fogyasztói korlátozást eredményezhetnek.

5.2.1. Elosztóhálózati rugalmassági igények

Jelen fejezetben a hálózati túlterhelődések és feszültségproblémák megelőzése/megoldása érdekében szükséges elosztóhálózati rugalmasság kerül meghatározásra. Elosztóhálózati rugalmasság jelen fejezet pontjai alapján jelenthet:

- rugalmas hálózati csatlakozási szerződéseket,
- piaci alapú rugalmassági szolgáltatásokat,
- nem piaci alapú rugalmassági szolgáltatásokat.

A rugalmassági szolgáltatásokra vonatkozó szabályozás részleteit 6.2.1.4. pont tartalmazza.

Az elosztóhálózati rugalmassági igények

- időbeni bontás szerint a vizsgálati évekre éves szinten összegzetten,
- területi bontás szerint az elosztóhálózati engedélyesi területenként aggregáltan,
- feszültség szintek szerint 132 kV, illetve 132 kV alatt aggregáltan

kerülnek meghatározásra.

5.2.1.1. Rugalmas hálózati csatlakozások

A VET 3. § 52b. pontja alapján rugalmas hálózati csatlakozási szerződés olyan korlátozott csatlakozási kapacitásról vagy korlátozott üzemeléssel biztosított csatlakozásról szóló megállapodás, amely esetében a rendszerhasználó pénzügyi ellentételezés nélkül vállalja a hálózati csatlakozási szerződésben előre rögzített feltételek szerint betáplálásának, vagy vételezésének korlátozását.

Rugalmas hálózati csatlakozások esetén a hálózati csatlakozási szerződésekben hálózati okok miatti korlátozó feltételek kerülnek megfogalmazásra, melyek elfogadásával a rendszerhasználó hálózati csatlakozása/teljesítménybővítése gyorsabban vagy költséghatékonyabb módon valósítható meg. Amennyiben a szűkületek kezelése biztosítható rugalmas hálózati csatlakozási szerződéssel rendelkező rendszerhasználó igénybevételével, akkor ezen igénybevétel alkalmazása az elsődleges elosztóhálózati rugalmassági eszköz.

A hazai gyakorlatban a 132 kV-os feszültség szinten bizonyos napelemes termelők esetén meghatározott, N-1-es hálózati állapotokban, adott távvezetékek rendelkezésre nem állása esetén kerültek meghatározásra üzemviteli korlátok, 132 kV alatti feszültség szinten pedig minden ipari napelemes termelő korlátozható normáltól eltérő hálózati állapotokban. Az ilyen csatlakozási feltételekkel érintett erőművek a 2021.07.01-én hatályba lépett, a közzétételi eljárást tartalmazó Vet. módosítás előtt benyújtott igénybejelentések alapján kerültek csatlakoztatásra.

A rugalmas hálózati csatlakozási igények esetén elvégzett számítás célja egy valószínűségi alapú megújuló termelés korlátozás-becslés a 132 kV, illetve a 132 kV alatti feszültség szinten érintett napelemes termelőkre vonatkozóan. A számítás eredményei olyan le irányú elosztóhálózati

rugalmassági igényt jelentenek, melyek az FNA módszertan bevezetésében definiált kielégített („covered”) rugalmassági igénynek tekinthetők.

A rugalmas csatlakozások jövőbeni „igénybevételének” modellezése a korlátozó vezetékek és a kapcsolódó korlátozható egységek, valamint a rendelkezésre nem állás (tervezett és nem tervezett) bekövetkezésének idősoros valószínűségét felhasználva került leképezésre, ún. Monte Carlo szimuláció keretében.

Módszertan és felhasznált adatok 132 kV feszültség szinten (NAF)

A korlátozó vezetékek és a korlátozandó naperőműves termelők listáját az elosztóhálózati engedélyesek HFT 2025 keretében tett adatszolgáltatása, valamint annak 2026. februárban elosztóhálózati engedélyesek által tett validálása, frissítése képezte. A felhasznált adatbázis tartalmazza az érintett termelőegységekhez kapcsolódó korlátozó vezetékek hozzárendelését, elosztói engedélyesenként. A hálózati engedélyesek területein azonosított korlátozó vezetékek száma, a betáplálásra rendelkezésre álló teljesítmény, valamint a korlátozható teljesítmény értékei a 36. táblázatban kerülnek bemutatásra.

36. táblázat: NAF számításhoz felhasznált hálózati és teljesítmény adatok

Hálózati engedélyes	Korlátozó vezetékek száma	Betáplálásra rendelkezésre álló teljesítmény	Korlátozható teljesítmény
ÉDÁSZ	28 db	347,72 MVA	240,22 MW
DÉDÁSZ	12 db	412,79 MVA	228,79 MW
TITÁSZ	42 db	455,94 MVA	455,94 MW

A rendelkezésre nem állási statisztikák meghatározásához a tervezett karbantartások és a nem tervezett kiesések múltbeli adatai kerültek felhasználásra. A tervezett karbantartások esetén elosztói engedélyesenként külön adatbázis áll rendelkezésre a 2021–2025. közötti időszakra vonatkozóan, amely tartalmazza az érintett 132 kV-os korlátozó vezetékek azonosítóit, a karbantartások időpontját, időtartamát, valamint az érintett vezetékszszakaszok hosszát. A nem tervezett kiesések esetén a 2020–2025. közötti időszakra vonatkozó éves statisztikai mutatók kerültek felhasználásra. A múltbeli események és statisztikai mutatók alapján számított kiesési paraméterek a Monte Carlo szimuláció bemeneti adatául szolgálnak. A tervezett karbantartások és a nem tervezett kiesések átlagos számát és időtartamát a 37. táblázat foglalja össze.

37. táblázat: NAF rendelkezésre nem állási statisztikák

Tervezett karbantartások	Átlagos száma [db/vezeték/év]	Átlagos időtartama [óra/db]	Statisztika alapja
ÉDÁSZ	6,26	4,95	vezetékenkénti statisztika – múltbeli karbantartási események alapján (2021-2025.)
DÉDÁSZ	6,35	6,06	
TITÁSZ	4,84	3,28	
Nem tervezett kiesések	Átlagos száma [db/vezeték/év]	Átlagos időtartama [óra/db]	Statisztika alapja
ÉDÁSZ	0,000998	8,50	elosztói szintű átlagos statisztika – múltbeli kiesések alapján (2020-2025.)
DÉDÁSZ	0,003512	6,00	
TITÁSZ	0,230591	9,16	

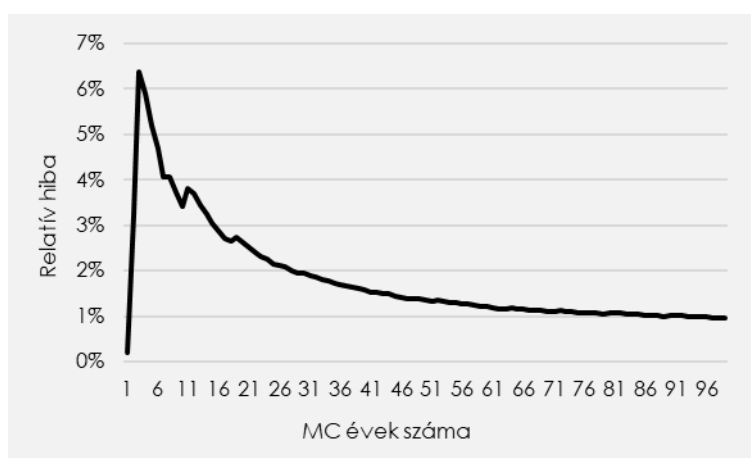
A jövőbeli naperőművi termelési viszonyok modellezéséhez az ERAA 2025 ipari méretű naperőművekre vonatkozó, Magyarországra vonatkoztatott kapacitásfaktor-idősorok kerültek alkalmazásra a 2030-as és 2035-ös sarokévekre vonatkozóan. A PECD – többek között – órás bontású naperőművi termelési faktorokat tartalmaz, ez 36 darab különböző 8760 órás idősort jelent, mely a besugárzási, hőmérsékleti és egyéb időjárási viszonyokat, valamint a klímaváltozás hatásait reprezentálja közép- és hosszú távon.

A Monte Carlo szimuláció bemeneti adatai a rugalmas csatlakozással rendelkező erőművek és a hozzájuk rendelt vezetékek adatai, a rendelkezésre nem állási statisztikák, valamint a PECD kapacitásfaktorok. A modell kialakítása során definiálásra kerültek térség és hálózati ívek szerint azok a vezetékcsoportok, amelyek együttes feszültségmentesítése nem megengedett. A szimulációban minden korlátozó vezetékre a statisztikáknak megfelelő, vezetékenként 100 darab, egyenként 8760 órás rendelkezésre állási idősor került generálásra. A tervezett karbantartások kezdőidőpontja minden

esetben reggel hét óra, figyelembe véve az együttes feszültségmentesítést kizáró vezetékcsoportokat. A nem tervezett kiesések ezzel szemben az év bármely időpontjában bekövetkezhetnek, és minden vezetéken azonos valószínűséggel fordulhatnak elő. A tervezett karbantartások időtartama normális eloszlást, míg a nem tervezett kiesések időtartama lognormális eloszlást követ. Az éves eseményszám Poisson-eloszlással került modellezésre.

Az erőművi termeléskorlátozás logika kialakítása során a rendelkezésre állási idősorok kombinálásra kerültek a PECD kapacitásfaktorokkal, így kialakítva a vizsgálatban szereplő Monte Carlo (MC) éveket. Normál üzemállapot esetén az aktuális villamos teljesítmény a kapcsolódó termelőegységek maximális termelési potenciáljának és az adott időponthoz tartozó PECD faktor 1,15-szörösének szorzataként kerül meghatározásra, amennyiben ez az érték nem haladja meg a maximális termelési potenciált. Ellenkező esetben a teljesítmény a maximális termelési potenciállal egyezik meg. Az 1,15-os szorzó a túltelepítési arány (overplanting ratio), amely a DC és AC oldali névleges beépített teljesítőképesség arányát fejezi ki. Amennyiben egy korlátozó vezeték adott időpontban nem áll rendelkezésre, a hozzá kapcsolódó erőművi termelőegységek teljesítménye a meghatározott korlátozott teljesítményértékre csökken, feltéve, hogy ez kisebb az aktuális órára számított teljesítménynél.

A Monte Carlo szimuláció megbízhatóságának értékelésére konvergenciavizsgálat készült. Ennek során a szimuláció első N évének eredményeiből számított átlagos kiesési értékek és szórások alapján kerül meghatározásra a becslés bizonytalansága. A bizonytalanság mérőszámaként a standard hiba és annak relatív értéke szolgál. A konvergencia akkor tekinthető megfelelőnek, amikor a relatív hiba kellően alacsony szintet ért el, és a szimulációs évek számának további növelése már nem eredményez számottevő változást az eredményekben. A vizsgálat az első klímaévhez tartozó idősorok alapján került elvégzésre, aminek eredményét a 46. ábra szemlélteti. A diagram alapján megállapítható, hogy a modell 100 MC év esetén már erősen konvergens.



46. ábra: NAF konvergencia diagram

A megújuló termeléskorlátozást eredményező le irányú elosztóhálózati rugalmassági igény mértéke a maximális termelési potenciál és a korlátozott termelési idősorok különbségeként áll elő, elosztói területenként összegezve a MC évek szintetizált eredményeként, melyet az 5.2.1.4. pont 41. táblázata foglal össze.

Módszertan és felhasznált adatok 132 kV alatti feszültség szinten (KÖF)

A közép feszültségű, 132 kV alatti vizsgálat során a 3 MW vagy annál nagyobb beépített teljesítményű, vonali csatlakozású PV termelőegységek kerültek figyelembevételre az elosztói adatszolgáltatás alapján. A modellezés során minden termelőegységhez hozzárendelésre került egy vezetékszakas, így a korlátozó vezetékek száma megegyezik a közép feszültségen csatlakozó, 3 MW feletti PV erőművek darabszámával. A modellezés során az elosztói területen rendelkezésre álló beépített teljesítmény arányosan került szétosztásra az egyes egységek között, korlátozás esetén pedig a termelőegységek teljesítménye minden esetben 0 MW-ra csökkent. Az egyes elosztói

engedélyesekhez tartozó termelőegységek száma és beépített teljesítménye a 38. táblázatban látható.

38. táblázat: KÖF számíthatóhoz felhasznált hálózati és teljesítmény adatok

Hálózati engedélyes	KÖF vonalra csatlakozó 3 MW feletti PV darabszám	KÖF vonalra csatlakozó 3 MW feletti PV beépített teljesítménye
DÉMÁSZ	18 db	105,98 MW
ÉMÁSZ	18 db	85,19 MW
DÉDÁSZ	13 db	61,53 MW
ÉDÁSZ	23 db	120,97 MW
ELMŰ	6 db	21,5 MW
TITÁSZ	12 db	49,14 MW

A rendelkezésre nem állási statisztikák meghatározásához múltbeli statisztikai mutatók állnak rendelkezésre. Az elosztói engedélyesek adatszolgáltatása alapján kerültek meghatározásra a tervezett karbantartások gyakoriságára és időtartamára vonatkozó információk, míg a MEKH elosztói engedélyes villamosenergia-ellátásának megbízhatóságára vonatkozó minimális minőségi követelmények és elvárt színvonal meghatározása érdekében készített éves jelentések biztosítják a hálózathosszra jutó üzemzavarok számát és fajlagos elhárítási idejét. A mutatók alapján meghatározott kiesési statisztikák képezik a Monte Carlo szimuláció bemeneti paramétereit. A tervezett és nem tervezett események átlagos száma, időtartama és a statisztika alapját képező források a 39. táblázatban kerülnek bemutatásra.

39. táblázat: KÖF rendelkezésre nem állási statisztikák

Tervezett karbantartások	Átlagos száma [db/vezeték/év]	Átlagos időtartama [óra/db]	Statisztika alapja
ÉMÁSZ	2,58	4,65	Elosztói szintű statisztika – múltbeli karbantartási statisztikai mutatók alapján (2020-2025)
DÉMÁSZ	3,65	5,48	
DÉDÁSZ	8,73	5,00	
ÉDÁSZ	6,32	4,50	
ELMŰ	4,21	4,10	
TITÁSZ	5,87	4,26	
Nem tervezett kiesések	Átlagos száma [db/vezeték/év]	Átlagos időtartama [óra/db]	Statisztika alapja
ÉMÁSZ	0,94	2,11	Kiesési statisztikai mutatók MEKH éves jelentés alapján (2020-2025)
DÉMÁSZ	1,51	2,31	
ÉDÁSZ	1,62	3,02	
DÉDÁSZ	1,33	2,77	
ELMŰ	0,92	2,22	
TITÁSZ	1,44	2,03	

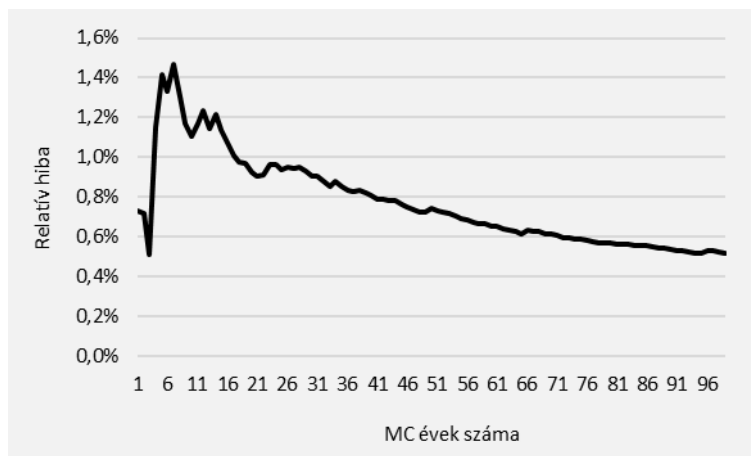
A jövőbeli termelési viszonyok modellezéséhez a 132 kV alatti feszültség szinten is az ERAA 2025 ipari méretű naperőművekre vonatkozó Magyarországra vonatkoztatott kapacitásfaktor idősorok kerültek alkalmazásra a 2030-as és 2035-ös sarokévek vonatkozásán.

A Monte Carlo szimuláció bemenő adatai az elosztói adatszolgáltatás szerinti 3 MW feletti PV adatok, a rendelkezésre nem állási statisztikák és a PECD kapacitásfaktorok. A modellben generálásra kerül minden korlátozó vezetékre 100 darab, egyenként 8760 órás rendelkezésre állási idősor. A tervezett karbantartások kezdőidőpontja minden esetben reggel hét óra, míg a nem tervezett kiesések az év bármely időpontjában bekövetkezhetnek. A rendelkezésre nem állás időtartama lognormális eloszlást, az éves eseményszám pedig Poisson-eloszlást követ.

A termelési idősorok előállításánál a PECD kapacitásfaktorok és a rendelkezésre állási idősorok együttesen kerülnek figyelembevételre. A hálózat normál üzeme során az aktuális villamos teljesítmény az adott elosztói területen meghatározott átlagos PV beépített teljesítmény és a PECD faktor 1,15-szörösének szorzataként kerül meghatározásra, amennyiben ez nem haladja meg az átlagos PV

beépített teljesítmény értékét. Ellenkező esetben a teljesítmény az átlagos PV beépített teljesítmény értékével egyezik meg. A túltelépítési arány ebben az esetben is a DC és AC oldali névleges beépített teljesítőképesség arányát szemlélteti. A vezeték rendelkezésre nem állása esetén az adott PV egység teljesítménye 0 MW-ra korlátozódik minden esetben.

A szimuláció konvergenciájának vizsgálata az első klímaévhez tartozó idősorok alapján történt, amely során az átlagos kiesési értékekből és azok szórásából meghatározott relatív hiba szolgált a konvergencia mérőszámaként. A 47. ábra eredményei alapján a diagram alapján megállapítható, hogy a modell 100 MC év esetén már erősen konvergens.



47. ábra: KÖF konvergencia diagram

A megújuló termeléskorlátozást eredményező le irányú elosztóhálózati rugalmassági igény mértéke a maximális termelési potenciál és kiesésekkel módosított termelési idősorok különbségeként áll elő, elosztói területenként összegezve a MC évek szintetizált eredményeként, melyet az 5.2.1.4. pont foglal össze.

5.2.1.2. Piaci alapú rugalmasság

A VET 3. § 53a. szerint elosztói rugalmassági szolgáltatás az elosztóhálózat zavartalan és biztonságos működtetése és üzemvitele folyamatos biztosítása és hatékonyabbá tétele, valamint a villamosenergia-ellátás minőségének fenntartása érdekében az elosztó által piaci alapú eljárások keretében igénybe vett szolgáltatások összessége, ideértve a 2019/943/EU rendelet 2. cikk 26. pontja szerinti teher-újraelosztást és a nem frekvenciavonakozású kisegítő szolgáltatásokat, valamint egyéb, az elosztóhálózati szűk keresztmetszet kezelésére irányuló szolgáltatásokat és az elosztói üzemirányítást támogató szolgáltatásokat.

A VET 32/B. § (1) bekezdése szerint az elosztói engedélyesek minden évben jelentést nyújtanak be a MEKH számára, amely tartalmazza az elosztói rugalmassági szolgáltatások előző naptári évben történt beszerzésére vonatkozó tájékoztatást, az elosztói rugalmassági szolgáltatások piacának fejlettségére vonatkozó elemzést, valamint a jövőre vonatkozó piacfejlesztési lehetőségek bemutatását.

Az elosztói engedélyesek 2025. évről szóló rugalmassági jelentései az alábbiakban kerültek összefoglalásra, mely átfogó képet mutat az igénybevehető piaci alapú rugalmasság jelenlegi helyzetéről.

E.ON (ÉDÁSZ, DÉDÁSZ, ELMŰ):

A piaci alapú rugalmasság alkalmazásához a megfelelő jogszabályi keretrendszer és infrastrukturális feltételek megléte is elengedhetetlen. Az elosztói rugalmassági szolgáltatások jogszabályi és szabályzati környezete 2021-2022. között nyerte el jelenleg is érvényben lévő formáját. Az E.ON elosztói engedélyesei ezzel párhuzamosan elkezdtek dolgozni a rugalmassági platformjuk (FLEX.ON platform) koncepcióján, amelynek fejlesztése, majd validációja 2023-2024. között zajlott.

Az E.ON elosztói engedélyesei által fejlesztett és használt FLEX.ON platform egy olyan rugalmassági platform, amely az Elosztói Szabályzatban lefektetett rugalmassági eszköztár (rugalmas csatlakozás, piaci alapú rugalmassági szolgáltatás, nem piaci alapú teher-újraelosztás) valamennyi elemét képes egy informatikai rendszer keretében kezelni. A FLEX.ON platform a hálózati számításokat (állapotbecslés, terhelésáramlás és érzékenységi tényezők alkalmazása) közvetlenül összeköti az elosztói rugalmasság igénybevételel és a mérésalapú teljesítés-ellenőrzéssel.

Az E.ON elosztói rugalmassági piaca jelenleg a tervezett munkák, karbantartások miatt felmerült hálózati szűkületek, illetve időszaki hálózati szűkületek kezelésére alkalmas, tehát elosztói rugalmassági szolgáltatást alapvetően akkor kívánnak igénybe venni az E.ON elosztói engedélyesei, amikor a hálózat normáltól eltérő kapcsolási állapotban üzemel. Ennek megfelelően a 2025-ös pilotok keretében azonosított helyszíneken (ún. szűkületi zónákban) a hálózat normál kapcsolási állapotától eltérő üzemállapotában történt a rugalmassági szolgáltatás beszerzése.

Az E.ON elosztói engedélyesei eddig 3 piaci alapú elosztói rugalmasság beszerzésére irányuló pilotot valósítottak meg. A 3 piaci alapú pilot közül 2 a dunántúli területen valósult meg, ezek esetében a beszerzés a FLEX.ON platformon keresztül zajlott, az ELMŰ területére jelenleg a FLEX.ON platform még nincs kiterjesztve, ezért az itt lefolytatott beszerzés a platformon kívül történt. A pilot időtartamára és a beszerzett elosztói rugalmassági termékek típusára vonatkozó főbb információkat a 40. táblázat tartalmazza.

40. táblázat: E.ON elosztói piaci rugalmassági pilot

Pilot	Szolgáltatás nyújtásának ideje	Elosztói rugalmassági termék típusa
Pilot1	2025. 05. 14. 20:00-21:00	+Pmin termék
Pilot2	2025. 09. 10. 12:00-14:00	+Pmax termék
Pilot3	2025. 05. 05. - 05. 18. 16:00-22:30	megelőző rugalmassági termék

Az E.ON elosztói engedélyesei a pilotok keretében élesben alkalmazták a meglévő elosztói rugalmassági szolgáltatások beszerzésére vonatkozó jogszabályi és szabályzati folyamatokat; pályázati felhívást adtak ki, rugalmassági szolgáltatás beszerzésére vonatkozó szerződést készítettek az Elosztói Szabályzat mellékletében található mintát felhasználva, elosztói rugalmassági szolgáltatás nyújtására képes rendszerhasználókat akkreditáltak, amihez megalkották a folyamatot és a kapcsolódó dokumentációt. Emellett kidolgozták és alkalmazták a rugalmassági szolgáltatások elszámolásának és kifizetésének belső céges folyamatát (költségobjektum, teljesítésigazolás minta), valamint végrehajtották a pilotokat érintően a kötelezően nyilvánosan közzéteendő adatok honlapi publikációját is. Emellett az üzleti döntéstámogatás elősegítésére kidolgoztak egy a piaci alapú rugalmassági szolgáltatásra vonatkozó költség-haszon elemzési modellt is.

A piaci rugalmassági szolgáltatások beszerzését megvalósító pilotok értékes tapasztalatokat nyújtottak az E.ON elosztói engedélyesei számára.

A pilotok egyik tapasztalata, hogy a folyamatok szempontjából kulcsfontosságú a digitalizáció: ahol ez nem megvalósítható, azon folyamatok esetében jelentős humán erőforrás igény várható, amikor a rugalmassági szolgáltatások beszerzésének számossága megnövekszik. Ez nemcsak elosztói oldalon jelent többletfeladatot, hanem a rugalmassági szolgáltatást nyújtó oldalon is, amire vonatkozóan a pilotban résztvevők jelezték is, hogy hosszú távon nem teszi vonzóvá a piacon való részvételt, valamint ezt a plusz tevékenységet az árazásnál is beépítik, ami kihathat a rugalmassági szolgáltatások költségére is.

További fontos tapasztalat, hogy ha hosszú távon is rendelkezésre álló rugalmassági beszerzési potenciállal akarnak az elosztói engedélyesek számolni, illetve likvid lokális rugalmassági piacot szeretnének létrehozni, akkor a szolgáltatást nyújtók oldaláról fontos, hogy az elosztói rugalmassági szolgáltatások piaca kiszámítható és versenyképes legyen. A szolgáltatást nyújtó külső szereplők oldaláról elvárás, hogy az elosztói rugalmassági piacon hasonló bevétellel tudjanak számolni, mint a számukra releváns egyéb piacokon, ez kihat az árazási stratégiájukra is. A szolgáltatást nyújtó szereplők valamennyi piacon részt vehetnek, de részvételi szándékukat egyértelműen meghatározza a piac és a piaci folyamatok kiszámíthatósága, valamint a várható bevétel, ezért hosszú távon érdemes lehet vizsgálni a piacok egymásra hatását.

A pilóták további fontos tapasztalata, hogy egy lokális szűkület megoldásába számos eszköz fel tudja ajánlani a szabályozási képességét, de ezen eszközök egy része nem szabályozható távolról. Amely eszközök szabályozhatóak, azon egységek pedig gyakorta azonos aggregátoron vagy kereskedőn keresztül vesznek részt a piacon. Ez a jövőben korlátozhatja a versenyt az elosztói rugalmassági piacon, ami szélsőséges esetben jelentős piaci erőfölény kialakulásához is vezethet.

A pilóták további tapasztalata, hogy jelentős potenciál rejlik a nagyfogyasztók nyújtotta rugalmassági szolgáltatásokban, de amennyiben az elosztói engedélyesek nem tudnak számukra megfelelő értékajánlatot nyújtani, vagy nincsenek meg a szabályozáshoz lehetőséget adó eszközeik, vagy éppen a hajlandóság, akkor alacsony piaci részvétellel lehet részükről számolni. Ezért kulcsfontosságú a partneri együttműködés és ezen oldal edukációja.

MVM (DÉMÁSZ, ÉMÁSZ):

Az európai uniós szabályozás nyomán hazánkban 2021-2022-ben kialakított szabályozói környezet kidolgozása során a DÉMÁSZ-nál elkezdődött a flexibilitási platform működési modelljének kidolgozása, és erre támaszkodva annak a szoftveres megoldásnak a kifejlesztése, amellyel az elosztói rugalmassági szolgáltatások piacát kezelni lehet.

2022-ben készült el a DÉMÁSZ által indított NKFIH kísérleti projektjének első része, a *DSO flexibilitási platform működési modelljének kidolgozása* c. tanulmány a tervezés és a részletes funkcionális specifikáció elkészítéséhez. Erre alapozva a DÉMÁSZ a projekt második részében tervezte kialakítani a szimulációs platformot, amely két fő részből, a DSO Flexibilitás piactér eszközből és a DSO Flexibilitási (továbbiakban: Flexi) szimulátorból épül fel. Az eredeti ütemtervhez képest a megvalósítás jelentős késedelmet szenvedett, ennek oka egyrészt a pályázat műszaki tartalmának és a költségeknek az átstrukturálása, főként ennek az NKFIH (Nemzeti Kutatási, Fejlesztési és Innovációs Hivatal), illetve (az akkori) Innovációs és Technológiai Minisztérium általi jóváhagyásának ideje, másrészt a DÉMÁSZ uniós közbeszerzési kötelezettsége, ebből következően az alkalmazandó eljárási szabályok miatti időigény volt. Ezt az időbeli hátrányt a rugalmassági piaccal kapcsolatos további fejlesztések során azok egymásra épülése okán az elosztó társaság nem tudta ledolgozni. A Flexi szimulátor fejlesztése 2024. augusztusban fejeződött be.

Az NKFIH projekt második részéhez kapcsolódóan a DÉMÁSZ a Flexi szimulátor fejlesztésén felül további kiegészítő projekteket indított

Az egyik projekt a szimulációs platform adatait szolgáltatják valós elosztóhálózati adatokkal:

- Békési Smart Grid létrehozásához kapcsolódó (továbbiakban: BSG) projekt,
- Szeged, Napos út 12. szám alatti létesítmény okos épületté fejlesztését megcélzó (továbbiakban: N12) projekt.

A BSG projekt a Békési alállomás Smart Grid célú fejlesztését jelenti (szenzorok felszerelésével, adatgyűjtéssel, adatfeldolgozási képesség létrehozásával). Így lehetőség nyílik arra, hogy a DÉMÁSZ egy aktív hálózatrészen valós adatokra támaszkodva tudja vizsgálni a rugalmasság alkalmazását.

Az N12 épület energiafogyasztását BMS rendszerrel vezérelve az elosztó társaság azt tudja vizsgálni, hogy a hálózaton fellépő feszültség és terhelésproblémák megelőzésébe, kezelésébe hogyan tud egy okosépület bekapcsolódni. 48 kW HMKE, 30 kW tároló, 60+125 kW elektromos gépjármű töltő kerül telepítésre a projekt keretein belül.

A másik projekt az éles üzemi működés vállalaton belüli megvalósításának lehetőségeit támogatja: az elkészült Flexi szimulátort integrálta a DÉMÁSZ IT rendszerébe és az üzemirányítók tréningezésére használt szimulátorába; azt vizsgálva, hogy a Flexibilitási Platform miként kapcsolható össze a DSO különböző adatrendszereivel, terhelés és állapotbecslési algoritmus fejlesztésére, valamint a Flexibilitási éles pilót projekt előkészítése, részletes tervezése is megtörtént.

A hálózat üzemeltetését segítheti, hogy a DÉMÁSZ pályázatot nyújtott be villamosenergia-tároló teljesen integrált hálózati elemként történő telepítésére. A sikeres pályázat alapján, 2025/26-ig összesen 5 MW névleges teljesítményű és 10 MWh kapacitású tároló került fel a hálózatra. Ezek tervezési folyamatában is hálózatmodellezéssel kerültek kiválasztásra azok a helyszínek, ahol a tárolók

várhatóan megoldást nyújtanak a hálózat jelenlegi problémáira. Ezek hasonló rugalmasságot tudnak biztosítani az elosztó számára, mint egy külső szereplőtől megvásárolt szolgáltatás.

A DÉMÁSZ 2025-ben az Éles rugalmasság pilot projektet a Flexi szimulátor eredményeire alapozva indította el. A pilot projekt lehetővé teszi, hogy éles üzemirányítási környezetben nyíljon lehetőség az FSP nyilvántartási rendszer tesztelésére, szűkület esetén megtörténjen az ajánlatok közül a megfelelő(k) kiválasztása, a termék(ek) igénybevételenek folyamata és a hatás visszamérése, valamint a szolgáltatóval történő elszámolás. A projekt 2027. Q1-ben fejeződik be, a tervek szerint az éles rugalmasság pilot projekt tapasztalatai alapján kezdődhet meg az éles működés.

A megvalósuló projekt keretében létrejön két alkalmazás, az egyik a Piac és flexibilitás regiszter kezelés – Piaci platform és Flexibilitás menedzsment kialakítása (ennek két modul a tartalma: Piaci platform, amely tartalmazza az aukciómenedzsment, az ajánlatkezelés, az aktivációkezelés, az elszámolás szolgáltatásokat, valamint a Flexibilitási regiszter, amely tartalmazza a jogosultságkezelő és flexi regiszter szolgáltatásokat), valamint a Beavatkozás kalkuláció és hálózati hatás vizsgálat Futásmenedzsment és Kalkulációs alkalmazás fejlesztése (amely szintén két további modult tartalmaz: a futás menedzsment modult, amely kezeli a feladatkezelőt és a futtatáselőkészítő szolgáltatást, valamint a kalkulációs modult, amely magában foglalja az eredménykezelő, hálózati modellkezelő szolgáltatásokat, és a kalkulációs modult). Mindezekon túl a pályázat tartalma a Network Code on Demand Response vállalati implementálása, a Piaci beszerzési folyamat kialakítása (ezzel együtt az MVM rugalmassági szolgáltatásai beszerzési szabályzatának elkészítése), a rugalmassági piac elszámolásának kialakításához szükséges funkcionális és üzleti követelmények tervezése, illetve a flexibilitáshoz szükséges törzsadatstruktúra és –modell létrehozása is.

A DÉMÁSZ további két piacfejlesztési projektet valósított meg: az autonóm flexibilitás kialakítása című projektet, ami KIF-en jelenthet megoldást U-Q szabályozás alkalmazásával, valamint a rugalmassági termék árazási mechanizmusa című projektet, amely a rugalmasság alkalmazhatóságának CBA elemzése.

Az autonóm flexibilitás a HMKE inverterek szabályozására épül, az autonóm flexibilitás kialakítása projekt keretében elkészült az Autonóm flexibilitás strukturális (műszaki, szabályozási, piaci) kialakítása, műszaki megvalósíthatóságának vizsgálata, valamint a demonstrációs pilot előkészítése. Az alkalmazás műszaki pilotjára – a projektben létrejövő pilot terv alapján – a 2026-os évben kerül sor. Vizsgáljuk, hogy a megfelelő működéshez szükséges-e a fázishelyes megoldás megvalósítása.

A rugalmassági termék árazási mechanizmusa megnevezésű projekt az érintett szervezeti egységek közreműködésével 2025-ben lezajlott. A projekt megvizsgálta az elosztóhálózati rugalmassági eszközök árazásának nemzetközi jógyakorlatát néhány európai ország példáján keresztül. A munka keretében elkészült a költség-haszon elemzésen (cost-benefit analysis, CBA) alapuló árazási modell, illetve árplafon számítási módszer. Az árazási modell input adatokkal fog szolgálni a 2026-ban kifejlesztésre kerülő éles rugalmassági platform működésében.

Az ÉMÁSZ a DÉMÁSZ-ban folyó elosztói rugalmassági projektekre támaszkodik, és ezek alapján kerül bevezetésre ÉMÁSZ területen a piaci alapú rugalmasság.

OPUS (TITÁSZ):

Az OPUS területén a piaci alapú rugalmasság jelenleg a koncepcióterv fázisában tart, mely épít a többi hálózati engedélyes jó gyakorlatainak átvételére, tapasztalatainak értékelésére és ez alapján történő alkalmazására. A rugalmassági platform létrehozása a rugalmassági szolgáltatás igényfelmérése (üzemvitel, szűkületkezelés), valamint a rendszerhasználói hajlandóság felkutatása után, a megfelelő költség-haszon elemzés és hatásvizsgálat eredményeként tervezett. A gyakorlati alkalmazásig a folyamat végrehajtására becsült idő 3 év.

Összefoglaló

Tekintettel arra, hogy a piaci alapú rugalmassági szolgáltatások igénybevétele minden elosztói engedélyes esetén még kidolgozás/pilot fázisban tart, jelen FNA ciklusban a piaci alapú rugalmassági

szolgáltatások közép- és hosszú távú igénybevétele megalapozottan nem becsülhető, így kvantitatív előrejelzése nem képezi részét az elosztóhálózati rugalmassági igények meghatározásának. A rugalmassági piacok érettségének növekedése, további pilot projektek során nyert alkalmazási tapasztalatok teszik majd lehetővé a jövőbeni piaci alapú rugalmassági igény becslését.

A rugalmassági szolgáltatások fejlődését segíti elő a 2026 áprilisában létrejött Elosztói Rugalmassági Szabályzati Albizottság, amelynek célja többek között az elosztói rugalmassági eszköztár jövőképének konzultációja, valamint a szükséges szabályozási módosítási javaslatok kidolgozása. A Szabályzati Albizottság feladata a TSO-DSO együttműködés kialakítása, a piaci alapú elosztói rugalmassági szolgáltatás költségelismerésére vonatkozó javaslatok megfogalmazása, a rugalmas csatlakozások csatlakozási díj kérdéskörének vizsgálata, valamint a DR NC hatásvizsgálata.

5.2.1.3. Nem piaci alapú rugalmasság

A piaci eljárások keretében beszerzett szűkületkezelésnek elsőbbsége van, nem piaci alapú teher-újraelosztást csak meghatározott esetekben alkalmazhat az elosztói engedélyes. A nem piaci alapú teher-újraelosztás során az elosztói engedélyes bármikor igényelheti bármely üzemeltetésre alkalmas villamosenergia-tároló vagy -termelő berendezés, valamint a keresletoldali szabályozásra alkalmas felhasználói berendezés hálózatra kapcsolását, leállítását vagy korlátozását. Az igénybevétel feltétele, hogy az elosztó annak költségeit a 2019/943/EU rendelet rendelkezéseinek figyelembevételével vállalja.

Nem piaci alapú teher-újraelosztást akkor lehet alkalmazni, ha

- a piaci eljárás eredménytelen, vagy
- a VET 32/B. § szerinti jelentésben foglaltak alapján a MEKH megállapítja, hogy az elosztói rugalmassági szolgáltatások piaci alapú eljárás keretében történő beszerzése gazdaságilag nem hatékony, vagy az említett beszerzés súlyos piaci torzulásokhoz vagy a szűk keresztmetszet súlyosbodásához vezetne, és ennek eredményeként az adott elosztói engedélyest mentesíti az elosztói rugalmassági szolgáltatások piaci eljárás alapján történő beszerzése alól.

A nem piaci alapú teher-újraelosztás közép- és hosszú távú igénybevétele nem becsülhető, így annak kvantitatív előrejelzése nem képezi részét az elosztóhálózati rugalmassági igények meghatározásának.

5.2.1.4. Elosztóhálózati rugalmassági igények összefoglalása

Az 5.2.1.1. pontban leírtak szerint, a rugalmas csatlakozási szerződésekből származtatható rugalmassági igények jelentik a jelenleg számszerűsíthető igényeket. A le irányú elosztóhálózati rugalmassági igények összefoglalását területi bontásban és feszültség szint szerint a 41. táblázat foglalja össze. Fel irányú, fogyasztói korlátozást jelentő elosztóhálózati rugalmassági igény nem került számszerűsítésre.

41. táblázat: Elosztóhálózati rugalmassági igény

Területi bontás	Irány	Vizsgálati év	Időbeni bontás	Feszültségszint szerinti bontás	Igény típusa	Igény mértéke	Megújuló termeléskorlátozás aránya	Rugalmasságot biztosító eszköz
ÉMÁSZ	le	2030	éves	132 kV alatt	teljes éves energia igény [MWh]	394,55	100%	rugalmas hálózati csatlakozási szerződések
					maximális teljesítmény igény [MW]	13,29		
		2035			teljes éves energia igény [MWh]	394,37	100%	
					maximális teljesítmény igény [MW]	13,28		
DÉMÁSZ	le	2030	éves	132 kV alatt	teljes éves energia igény [MWh]	859,76	100%	rugalmas hálózati csatlakozási szerződések
					maximális teljesítmény igény [MW]	19,38		
		2035			teljes éves energia igény [MWh]	859,47	100%	
					maximális teljesítmény igény [MW]	19,39		
ÉDÁSZ	le	2030	éves	132 kV	teljes éves energia igény [MWh]	13 006,33	100%	rugalmas hálózati csatlakozási szerződések
					maximális teljesítmény igény [MW]	148,04		
				132 kV alatt	teljes éves energia igény [MWh]	1 251,20	100%	
					maximális teljesítmény igény [MW]	20,27		
		2035		132 kV	teljes éves energia igény [MWh]	13 001,65	100%	
					maximális teljesítmény igény [MW]	147,94		
				132 kV alatt	teljes éves energia igény [MWh]	1 250,62	100%	
					maximális teljesítmény igény [MW]	20,26		
DÉDÁSZ	le	2030	éves	132 kV	teljes éves energia igény [MWh]	2 778,12	100%	rugalmas hálózati csatlakozási szerződések
					maximális teljesítmény igény [MW]	88,56		
				132 kV alatt	teljes éves energia igény [MWh]	999,80	100%	
					maximális teljesítmény igény [MW]	18,06		
		2035		132 kV	teljes éves energia igény [MWh]	2 776,95	100%	
					maximális teljesítmény igény [MW]	88,57		
				132 kV alatt	teljes éves energia igény [MWh]	999,40	100%	
					maximális teljesítmény igény [MW]	18,05		
ELMŰ	le	2030	éves	132 kV alatt	teljes éves energia igény [MWh]	128,10	100%	rugalmas hálózati csatlakozási szerződések
					maximális teljesítmény igény [MW]	6,67		
		2035			teljes éves energia igény [MWh]	128,03	100%	
					maximális teljesítmény igény [MW]	6,67		
TITÁSZ	le	2030	éves	132 kV	teljes éves energia igény [MWh]	23 316,44	100%	rugalmas hálózati csatlakozási szerződések
					maximális teljesítmény igény [MW]	231,30		
				132 kV alatt	teljes éves energia igény [MWh]	433,31	100%	
					maximális teljesítmény igény [MW]	12,37		
		2035		132 kV	teljes éves energia igény [MWh]	23 305,80	100%	
					maximális teljesítmény igény [MW]	231,23		
				132 kV alatt	teljes éves energia igény [MWh]	433,10	100%	
					maximális teljesítmény igény [MW]	12,36		

Az FNA módszertan 14. cikk 3/b. pontja szerint, amennyiben az elosztóhálózati le irányú rugalmassági igények éves aggregált összege meghaladja a piacszimulációs modell eredményeként előálló (klímaévek átlagaként számított) RES termeléskorlátozás 10%-át, akkor a RES integrációs rugalmassági igények finomhangolása szükséges. Az elosztóhálózati rugalmassági igények összefoglalóan a 42. táblázat szerint alakulnak, a relevancia szint mértékét nem haladják meg, így nem szükséges a finomhangolás.

42. táblázat: Elosztóhálózati rugalmassági igények éves aggregált összege

	2030 MWh	2035 MWh
132 kV	39 101	39 084
132 kV alatt	4 067	4 065
Összesen	43 168	43 149
Relevancia szint a RES termeléskorlátozás mértéke alapján (klímaévek átlagának 10%-a)	65 197	92 161

Az elosztóhálózati rugalmassági igény éves mértékén (MWh) és az órás elosztóhálózati rugalmassági igény maximumának mértékén (MW) túl az FNA módszertan 16. cikk 4/c) pontja alapján az iránymutató kritériumok részeként meghatározásra került az elosztóhálózati rugalmassági igény jellemző hossza (óra) és két elosztóhálózati rugalmassági igénnyel érintett időszak között eltelt átlagos idő (óra), ezeket foglalja össze a 43. táblázat.

43. táblázat: Elosztóhálózati rugalmassági igény jellemző hossza és két igény között eltelt idő

	132 kV	132 kV alatt
Rugalmassági igény jellemző hossza [óra]	5,12	4,66
Rugalmassági igénnyel érintett időszakok között eltelt idő jellemző hossza [óra]	28,49	24,19

5.2.2. Átviteli hálózati rugalmassági igények

Az átviteli hálózati fel irányú – fogyasztói korlátozást eredményező – rugalmassági igények meghatározása az FNA módszertan 12. cikk 4. pontja értelmében indokolt esetben, a szabályozó hatóság egyetértésével nem kötelező. Az FNA jelentés keretében nem indokolt a fel irányú igények számítása tekintettel arra, hogy:

- nem szolgáltatott energia a csúcsterhelés időszakában várható, és a HFT-ben a WP (téli csúcs) és SP (nyári csúcs) jellegű állapotok ezeket reprezentálják,
- nem szolgáltatott energia a HFT célállapotú hálózatmodellekben nem áll elő, nem mutatható ki olyan eset, ahol fogyasztót átviteli hálózati probléma miatt kellene korlátozni,
- a kiadódó hálózati problémák fogyasztók korlátozásával pedig csak akkor lennének kezelhetők, ha a korlátozásra vonatkozóan a hálózatfejlesztéssel összevethető költséget lehetne becsülni, mely azért nem áll fenn, mert nem ismert a fogyasztói terheléskiesés értéke (VOLL) az egyes fogyasztókra vagy fogyasztói csoportokra vonatkozóan, továbbá
- még ismert VOLL értéknél is elenyésző annak a valószínűsége, hogy átviteli hálózati problémák hatékonyan lennének kezelhetők fogyasztók korlátozásával, mivel a fogyasztók túlnyomó része az elosztóhálózatra csatlakozik.

A MEKH a fel irányú átviteli hálózati rugalmassági igények számításának elhagyását a fenti indoklás alapján az FNA nemzeti implementációs tervét elfogadó VAO/18-2/2026. iktatószámú levelében megfelelőnek ítélte.

Az átviteli hálózati le irányú – termeléskorlátozást eredményező – rugalmassági igények meghatározása az FNA módszertan 12. cikk 1. pontja értelmében nem kötelező, azonban az 5.2.1.1. pontban leírtak szerinti módszertan itt is alkalmazható lenne, amennyiben átviteli hálózatra üzemviteli korláttal csatlakozó erőművek vagy elosztóhálózatra üzemviteli korláttal csatlakozó erőművek esetén átviteli hálózati elem szerepelne korlátozó elemként. Mivel:

- az átviteli hálózatra csatlakozó erőművek garantált csatlakozással rendelkeznek,
- az elosztóhálózatra üzemviteli korláttal csatlakozó erőművek egyikénél sem szerepel átviteli hálózati elem, amelynek hiányállapotában kellene korlátozni a betáplálást, valamint
- az utolsó jóváhagyott HFT készítése során sem merült fel olyan átviteli hálózati probléma, ami megújuló erőművek betáplálásának csökkentésével lenne kezelhető,

le irányú átviteli hálózati rugalmassági igény nem határozható meg.

Az FNA módszertan 12. cikk 5. bekezdése szerinti költség-haszon elemzés nem végezhető el, mivel átviteli hálózati rugalmassági igény hiányában nem azonosítható olyan átviteli hálózatfejlesztés, ami költség-haszon alapján összevethető lenne az átviteli hálózati rugalmasság biztosításával.

5.3. Szintézis

A VER rendszer rendszerrugalmassági és hálózati rugalmassági igényeit az FNA módszertan 16. cikkének iránymutató kritériumai alapján a 44. táblázat foglalja össze.

44. táblázat: Iránymutató kritériumok

Indikátor	Rész indikátor		2030	2035
RES integráció miatti rugalmasság	RES integrációs célszám	MWh	3 239 447	3 000 950
	RES termeléskorlátozás mértéke	MC átlag MWh	652 827	921 609
	hiány mértéke	átlag MWh	0	0
fel irányú teljesítményváltoztatási rugalmasság	igény mértéke (x>0)	átlag MW	709	759
		maximum MW	3 206	3 471
	hiány mértéke (x>0)	átlag MW	240	216
		maximum MW	1 998	1 576
	hiányeseményhez tartozó energia összesen	MC átlag MWh	35 546	22 139
	hiánnyal érintett órák száma összesen	MC átlag h	148	102
	hiányesemény hossza	átlag h	1,3	1,2
	hiányesemények közötti intervallum átlagos hossza	átlag h	55,3	82,6
le irányú teljesítményváltoztatási rugalmasság	igény mértéke (x>0)	átlag MW	551	591
		maximum MW	3 150	3 428
	hiány mértéke (x>0)	átlag MW	257	516
		maximum MW	806	1452
	hiányeseményhez tartozó energia összesen	MC átlag MWh	81	792
	hiánnyal érintett órák száma összesen	MC átlag h	0,3	1,5
	hiányesemény hossza	átlag h	575,7	252,3
	hiányesemények közötti intervallum átlagos hossza	átlag h	1,1	1,1
fel irányú teljes rövid távú rugalmasság	igény mértéke (x>0)	átlag MW	3228	3643
		maximum MW	6810	7290
	hiány mértéke (x>0)	átlag MW	1 434	1 282
		maximum MW	5 595	5 812
	hiányeseményhez tartozó energia összesen	MC átlag MWh	13 709	7 619
	hiánnyal érintett órák száma összesen	MC átlag h	1 789	1 339
	hiányesemények várható óraszám	MC átlag h	1,0	8,5
	hiányesemény hossza	átlag h	3,4	3,0
le irányú teljes rövid távú rugalmasság	igény mértéke (x>0)	átlag MW	1763	1993
		maximum MW	4130	4440
	hiány mértéke (x>0)	átlag MW	313	249
		maximum MW	1 363	1 405
	hiányeseményhez tartozó energia összesen	MC átlag MWh	4,6	4,6
	hiánnyal érintett órák száma összesen	MC átlag h	6	7
	hiányesemények várható óraszám	MC átlag h	0,011	0,011
	hiányesemény hossza	átlag h	1,6	1,2
fel irányú elosztóhálózati rugalmassági igény	teljes éves energiaigény	MWh	0	0
le irányú elosztóhálózati rugalmassági igény	teljes éves energiaigény	MWh	43 168	43 149
	relevancia kritérium (RES termeléskorlátozás 10%-a)	MWh	65 283	92 161

A VER közép- (2030) és hosszú távú (2035) rugalmassági igényeiről összefoglalóan az alábbiak mondhatók el:

- A RES termeléskorlátozás mértéke az éves hazai fogyasztás 1,5%-a körüli, átlagosan 200 óra körül alakul a termeléskorlátozással érintett órák száma, és nem jellemző, hogy egy napon (24 órán) belül többször is kialakulna korlátozandó időszak, a korlátozott időszakok átlagos hossza pedig 4 óra. Az FNA módszertan 8. cikkének 9. pontja alapján RES integráció miatti rugalmassági hiány a RES termeléskorlátozás (klímaévek átlaga) RES integrációs célszámot

meghaladó része, az eredmények alapján nem azonosítható **RES integráció miatti rugalmassági hiány**, a megújuló célszámok a várható terhelési és forrásoldali prognózisok mentén minden vizsgálati évben teljesülnek.

- A RES integráció miatti igények nem kerültek finomhangolásra a hálózati rugalmassági igényekkel, azok mértéke nem haladja meg a 10%-os relevancia kritériumot. Továbbá az FNA módszertan 8. cikkének 3. pontja alapján az első FNA jelentésben nem került implementálásra a le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány és a rövid távú rugalmassági hiány visszacsatolása a RES termeléskorlátozás mértékébe, az éves mérték alapján nem várható a RES integrációs célszám túllépése, az idősoros visszacsatolás és elemzés a következő jelentésben tervezett.
- Tekintettel arra, hogy nem került azonosításra RES integráció miatti rugalmassági hiány, új, a módszertan által meghatározott energia/teljesítmény arányú eszközök rendszerbe integrálásának vizsgálata nem történt.
- A VER-ben a **maradó terhelés órás változékonyságának kezelésére fel irányban** nem lesz elegendő eszköz az import konzervatív figyelembevétele mellett. A terhelési és a naperőművi termelési profilhoz illeszkedve fel irányú képességre két lokális csúcsban van szükség, a reggeli órákban, valamint a délutáni-esti csúcsban.
- Az ilyen típusú hiányokat elsősorban új képességek tudják hatékonyan kezelni, úgy mint olyan fogyasztók, melyek a reggeli és esti csúcsban képesek fogyasztásukat csökkenteni, ideértve a P2X technológiákat, explicit és implicit DSR-t, valamint olyan tárolók, melyek az a beépített teljesítmény vagy a tárolási potenciál (>2 óra) növelésével rendelkezésre tudnak állni kitérőre ezekben az órákban.
- A fentiekén túl kiemelten fontos minden olyan eszköz megvalósulása és rendszerben maradása szükséges a hiányok elkerüléséhez, mely az ERAA 2025 prognózisai alapján feltételezett, így a képességek meghatározó részét biztosító gáz- és olajtűzelésű erőművi portfólió (új és meglévő) és a feltételezett ipari akkumulátoros villamosenergia-tárolók.
- A VER képessége a **maradó terhelés órás változékonyságának kezelésére le irányban** jobb, az export hatékonyan csökkenti a hiányokat, a fennmaradó hiányok kezelése a rövid távú hiányokra is javasolt eszközökkel (ld. lentebb) javasolt.
- A VER képessége a **maradó terhelés előrejelzési hibájának, valamint váratlan kiesések kezelésére fel irányban** a másnapi és valós idő közötti időtávon (DA-RT) nagyobb hiányokat eredményez, a nagy hiányok bekövetkezésnek valószínűsége azonban alacsony. A határkeresztesző képességek jelentős mértékben csökkentik a fel irányú hiányokat.
- Szükséges, hogy a piaci szereplők a menetrendmódosítások időtávján kezeljék a napközbeni időszakban jelentkező hiányokat, így az nem a TSO időtávján a TSO által elérhető eszközökkel kell megszüntetésre kerülni, vagyis kiemelten fontos, hogy elsősorban nagykereskedelmi piaci alapon működő, érzékeny eszközök szükségesek a hiányok kezelésére.
- Ilyen eszközök olyan fogyasztók, melyek a napközbeni órákban képesek fogyasztásukat csökkenteni, ideértve a P2X technológiákat, explicit és implicit DSR-t, valamint olyan tárolók, melyek az ID piac jelzései alapján aktívan tudják változtatni arbitrázs ciklusait, illetve a tárolási potenciál (>2 óra) növelésével a napközbeni órákban is rendelkezésre tudnak állni kitérőre.
- A fentiekén túl a rövid távú fel irányú hiányok esetén is kiemelten fontos, az ERAA 2025 prognózisai alapján feltételezett képességek megléte (gáz- és olajtűzelésű erőművek, ipari akkumulátoros villamosenergia-tárolók).
- A TSO időtávján már csak gyorsan indítható, biztosan rendelkezésre álló eszközök, rugalmasan leállítható fogyasztók, illetve a MARI és PICASSO platformok révén – a szükséges rendelkezésre álló határkeresztesző kapacitás feltételezésével – elérhető kiegyenlítő szabályozási energia állhat rendelkezésre.

- A VER képessége a **maradó terhelés előrejelzési hibájának kezelésére le irányban** a másnapi és valós idő közötti időtávon (DA-RT) kisebb hiányokat eredményez, mely az időjárásfüggő termelők érzékenységének növelésével (KÁT, METÁR), illetve a TSO időtávján a kiegyenlítő szabályozásba való bevonással (akkreditáció, szabályozásienergia-piac) kezelhető.
- A rugalmassági igények lefedéséhez, fontos, hogy a megfelelő határkeresztező kapacitások rendelkezésre álljanak, ehhez szükséges nemcsak a már tervezett határkeresztező projektek megvalósítása, hanem az áramlásalapú kapacitásszámítás során a hazai import- és exportképességet leggyakrabban korlátozó szűkületek szisztematikus feloldása is, ami külföldi átviteli hálózati elemeket is érint.
- Az átviteli hálózat fejlesztési elveivel összhangban sem fel irányú, sem le irányú **átviteli hálózati rugalmassági igény** nem azonosítható.
- Az **elosztói hálózati rugalmassági igények** a rugalmas csatlakozási szerződések szerinti üzemviteli korlátos erőművek várható korlátozásának becslésén keresztül került kiszámításra. A figyelembe vett közel 1,4 GW beépített teljesítményű korlátozható naperőműves termelő várható korlátozása 43 GWh körüli, mely nem haladja meg a potenciális hazai naperőműves termelés 0,25%-át vagy a prognosztizált fogyasztás 0,07%-át. Ezek az igények a szerződéses struktúra révén fedezett igényeknek tekinthetők.
- A piaci alapú, elosztói rugalmassági platformokon keresztül igénybe vett rugalmasság a jelenlegi pilot fázis tapasztalatai alapján, kellő érettség után növelhetik a fel és le irányú elosztóhálózati rugalmassági igényeket is.

Összefoglalóan tehát minden olyan eszköz megvalósulása és rendszerben maradása szükséges a hiányok elkerüléséhez, mely az ERAA 2025 prognózisai alapján feltételezett, így a képességek meghatározó részét biztosító gáz- és olajtüzelésű erőművi portfólió (új és meglévő) és a feltételezett ipari akkumulátoros villamosenergia-tárolók. A fel irányú hiányok kezelésében nagykereskedelmi piaci alapon működő, érzékeny fogyasztóknak (P2X, explicit és implicit DSR), valamint villamosenergia-tárolóknak lehet szerepe, mind a napközbeni órákban, mind a jellemző fogyasztói csúcsokban. Rugalmas fogyasztók a piaci korlátok felszámolásával válhatnak alkalmassá és ösztönzötté, a tárolók felfutása a jelenleg ismert igények alapján várható, esetükben az ID piacon való aktív részvétel tudja a hiányok csökkentését támogatni. A le irányú hiányok kezelésében az időjárásfüggő megújuló érzékenységének növelése lehet kulcsfontosságú.

6. Piaci korlátok és digitalizáció

A fejezet célja a rugalmasság biztosításában szerepet vállaló eszközök, felhasználók előtt álló jogszabályi akadályok, ösztönzők hiányának felmérése egyrészt az ACER által megfogalmazott szempontrendszer elemeinek értékelése, másrészt az azokból levonható következtetések révén.

Az ACER javaslata szerint a piaci korlátokat az alábbi területeken érdemes értékelni:

- az új belépők és kis szereplők piacra lépésének jogi akadályai,
- a rugalmasság biztosítását elősegítő tényezők és ösztönzők hiánya,
- a kiegyenlítő szolgáltatások nyújtására vonatkozó korlátozó követelmények (helyi, szabványos és egyedi termékek),
- a szűkületkezelés biztosítására vonatkozó korlátozó követelmények,
- bonyolult, hosszadalmas és diszkriminatív adminisztratív követelmények,
- a rendszerüzemeltetők számára hiányoznak-e a szabályozási ösztönzők a vezetékek nélküli alternatívák mérlegelésére.

Ezt egészíti ki a digitalizáció szerepének értékelése az átviteli hálózati és elosztóhálózati fejlesztésekben.

A fejezetben alkalmazott jogszabályi rövidítéseket a Rövidítésjegyzék tartalmazza.

6.1. Piaci korlátok, azok feloldása és ösztönzők

Az egyes piaci korlátok értékelése az ACER által javasolt struktúra és kérdéslista szerint történik, majd a 6.2.1.7. pontban kerül összegzésre az egyes akadályokhoz tartozó összefoglaló értékelés. A Hivatal 2026.09.28-án kelt, VFE0/1161-2/2026 iktatószámú tényállás tisztázása során felkérte a MAVIR-t a Magyarország Helyreállítási és Ellenállóképességi Tervében szereplő energetikai tárgyú vállalkozások teljesítéséhez szükséges törvények módosításáról szóló 2026. évi XXXVI. törvény (VET módosítás), valamint a kapcsolódó részletszabályok rendelkezéseinek átvezetésére, valamint a piaci korlátok feloldására vonatkozó javaslatok kiegészítésére, melyek kék színnel jelölve kerültek megjelölésre a következő fejezetekben.

6.1.1. Az új belépők és kis szereplők piacra lépésének jogi akadályai

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
1.1: Az új szereplők főbb szerepeinek és felelősségeinek meghatározatlansága	EMD 2(8), 15(2)(a), 15(2)(b), 15(5)(a)	<p>1. Hatályban van-e az összes szükséges elsődleges és másodlagos jogszabály annak biztosítására, hogy a végfelhasználók aktív fogyasztóként járhatnak el, és gyakorolhassák a következő jogokat:</p> <p>a. Telephelyen termelt villamos energia, illetve más létesítményeikben előállított, saját termelésű vagy megosztott villamos energia fogyasztása és tárolása</p> <p>b. Közvetlen vagy aggregáció útján történő működés</p> <p>c. Saját termelésű villamos energia értékesítése, többek között villamosenergia-vásárlási megállapodások keretében</p> <p>d. Ha villamosenergia-tároló létesítménnyel rendelkeznek, joguk van a kérelem benyújtását követően ésszerű időn belül hálózati csatlakozásra, feltéve, hogy minden szükséges feltétel, mint a szabályozhatóságra való követelmények és a megfelelő mérés teljesül.</p>	<p>a. Telephelyen termelt, saját termelésű vagy megosztott villamos energia fogyasztását és tárolását az alábbi jogszabályok, rendeletek biztosítják:</p> <ul style="list-style-type: none"> VET 3. § 17a. pont (aktív felhasználó fogalma) kifejezetten tartalmazza, hogy „a maga által termelt vagy a vele megosztott villamos energiát a hálózathasználati szerződése szerinti csatlakozási pontján felhasználja vagy tárolja”, ez a fogyasztás és tárolás jogalapja, VET 3. § 17b. pont (együttesen tevékenykedő aktív felhasználók); 3. § 17c–17d. pont (termelő-fogyasztó, együttesen eljáró termelő-fogyasztók), VET 3. § 69a. pont (villamosenergia-megosztás fogalma) és 3. § 69b. pont (megosztási hozzárendelés, negyedórás adatok), VET 3. § 70a–70b. pont (villamosenergia-tároló, háztartási tároló fogalma), VET 13. § (3) bekezdés c), d), e) pont: a megosztott/tárolt/azonos csatlakozási pont mögötti energia pénzeszköz-mentessége „a Vhr.-ben meghatározott mértékben és feltételek szerint”, VET 40. § (2) bekezdés: az aktív felhasználó valamennyi berendezésének mérése az elosztó feladata, 273/2007. (X. 19.) Korm. r. (Vhr.) 39/D. és 39/E. §: a társasházi energiaközösség elszámolási modelljei (diszkontált rendszerhasználatidő-visszatérítés; társasházi megosztási hozzárendelés — statikus/dinamikus megosztás), 9/2024. (X. 31.) MEKH rendelet (1b) bekezdés: együttesen tevékenykedő aktív felhasználók megtermelt energiájának negyedórás, egy épületen belüli megosztása az elosztói szabályzat módszerei szerint, 10/2024. (XI. 14.) MEKH rendelet 45. §: társasházi energiaközösség által 2027.12.31-ig üzembe helyezett HMKE-re 120 hónapig 99%-os mérték.

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
1.1: Az új szereplők főbb szerepeinek és felelősségeinek meghatározatlansága	EMD 2(8), 15(2)(a), 15(2)(b), 15(5)(a)		<p>b. Közvetlen vagy aggregáció útján történő működést biztosító jogszabályok:</p> <ul style="list-style-type: none"> VET 3. § 3. pont (aggregálás) és 3. § 3a. pont (aggregátor), VET 3. § 17a. pont: az aktív felhasználó „fogyasztásának vagy betáplálásának rugalmasságát felajánlja” — a keresletoldali/rugalmassági részvétel jogalapja, VET 21. § (2) bekezdés: az aggregátor és az energiaközösség mérlegkört alakíthat vagy ahhoz csatlakozhat, VET 53. § (1) bekezdés a) pont és (1a) bekezdés: az aktív felhasználó a szervezett piacon (napon belüli/másnapi) vételre és eladásra is köthet ügyletet; az aggregátor az aggregálásba bevont szereplő jogosultságát gyakorolhatja, VET 47/B–47/C. § (kereskedő-/aggregátorváltás), 3. § 78–79. pont (szerződésmegszüntetési / váltási díj fogalmak), VET 66/D–66/F. § aggregátori szerződés és szolgáltatóváltás. <p>c. Saját termelésű villamos energia értékesítését biztosító jogszabályok, rendeletek (ideértve a PPA-kat):</p> <ul style="list-style-type: none"> VET 3. § 17a. pont: „a maga által termelt és értékesített villamos energiát a közcélú hálózatba betáplálja vagy magánvezetéken továbbadja”, VET 3. § 45c. pont (megújulóenergia-adásvételi megállapodás = PPA fogalma); 3. § 45d. pont (megújuló piaci szereplők közötti adásvétel), VET 39/B. § (2) bekezdés: a vételező a maga által termelt/tárolt energiát felhasználhatja, tárolhatja, megosztás útján értékesítheti, VET 56. § (2) bekezdés (vásárlási/értékesítési módok), 66. § (8)–(9) bekezdés (megosztás és értékesítés nem minősül kereskedelemnek a megadott feltételekkel), Vhr. 4. §: a HMKE üzemeltetője a termelt és betáplált energiát átvetheti; távlelővízható fogyasztásmérő esetén bármely piaci szereplőnek értékesítheti villamosenergia-értékesítési szerződés alapján, VET 53. § (1) Szervezett piacon vételre és eladásra jogosult szereplők köre.

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
1.1: Az új szereplők főbb szerepeinek és felelősségeinek meghatározatlansága	EMD 2(8), 15(2)(a), 15(2)(b), 15(5)(a)		<p>d. Tároló-tulajdonos hálózati csatlakozási jogát ésszerű időn belül (szabályozhatóság és mérés feltételével) biztosító jogszabályok, rendeletek:</p> <ul style="list-style-type: none"> VET 27. § (2c) bekezdés: a hálózati engedélyes a csatlakozás megengedhetőségéről legkésőbb 15 napon belül írásban tájékoztat (termelői nagy-/középfeszültségű csatlakozásnál az üzemi/elosztói szabályzat határideje), VET 27. § (3a) bekezdés: az erőmű csatlakozása nem tagadható meg pusztán jövőbeni kapacitáskorlátra hivatkozva, VET 35. § (5a) bekezdés: kisfeszültségű elosztóhálózatra betáplálási céllal villamosenergia-tároló és legfeljebb 50 kVA erőmű csatlakoztatható, VET 35. § (7) bekezdés és VET 3. § 52b. pont: rugalmas hálózati csatlakozás/rugalmas hálózati csatlakozási szerződés, VET 39. § (1a)–(1d) bekezdés: tároló magánvezetékhez csatlakozása, VET 56/A. § (9) bekezdés: a tároló (háztartási, ipari, elektromos gépjárművi) tulajdonosa/üzemeltetője megkülönböztetésmentesen, költségmentesen, közel valós időben hozzáfér a tároló töltöttségi/üzemi adataihoz, Díjkezelés (a „kettős díj” elkerülése): 10/2024. (XI. 14.) MEKH rendelet — a tároló a be- és kitáplált mennyiségek közül a kisebb után átviteli díjkezdvezményre jogosult 2026.12.31-ig (időben korlátozott kedvezmény, nem strukturális mentesség).
		1.1. Ha bármely elsődleges vagy másodlagos jogszabály még függőben van, annak tárgya és várható hatályba lépése.	<p>A VET módosítás értelmében 2026. augusztus 1-től hatályos további releváns rendelkezések:</p> <ul style="list-style-type: none"> VET 20/A. § (1) bekezdés: rendezi a mérlegkör-felelős és az aggregátor közötti helytállási kötelezettséget a különböző mérlegkörökhöz tartozó pontok kiegyenlítő szabályozási célú aggregálásakor, VET 21. § (8) bekezdés: az aggregátor egyidejűleg különböző mérlegkörhöz tartozó elszámolási pontokat aggregálhat, VET 41. § (5) bekezdés: a hálózati engedélyes kötelezettsége a kiegyenlítő szabályozási vagy rugalmassági szolgáltatás külön méréséről és az adatok rendelkezésre bocsátásáról, VET 43. § (1a) bekezdés: az elosztó kötelezettsége a külön mérővel rendelkező elszámolási ponthoz kapcsolódóan.

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
1.1: Az új szereplők főbb szerepeinek és felelősségeinek meghatározatlansága	EMD 2(17), 2(18), 13(2), 13(4), 17(3)(e)	2. A nemzeti jogszabályok meghatározzák-e és hogyan a következő tevékenységeket és szereplőket: a. „aggregáció”, amennyiben az EMD-től eltérően van meghatározva b. „független aggregátor”, amennyiben az EMD-től eltérően van meghatározva c. „aggregátor”, amennyiben meghatározásra került, vagy „aggregációval foglalkozó piaci szereplő”, amennyiben az EMD-től eltérően van meghatározva	a. és c. Aggregáció, aggregátor meghatározása: <ul style="list-style-type: none"> VET 3. § 3. pont: „Aggregálás: az elosztó, átviteli hálózatra vagy magánvezetékre csatlakozó erőművek, felhasználói berendezések, villamosenergia-tárolók kombinálása, valamely villamosenergia-piacon értékesítés, vásárlás vagy aukció céljából.”, Az aggregátor szerepel a Nemzetközi Üzemi és Kereskedelmi Szabályzat (továbbiakban: NÜKSZ) 3.1. 2. cikk (3) pontjában. b. Független aggregátor meghatározása: <ul style="list-style-type: none"> A MAVIR Kereskedelmi Szabályzatában (a továbbiakban: KSZ) szerepel meghatározás: 1./2.24. Független aggregátor A NÜKSZ 3.1. „BSP kiegyenlítő szabályozási ajánlata BRP szempontjából” cikkében meghatározottak szerint, különböző mérlegkörbe tartozó rendszerhasználókat kombináló NÜKSZ 3.1. szerinti aggregátor. NÜKSZ 3.1. 5. alapján az utasított egység alegységeinek nem szükséges azonos mérlegkörbe tartozniuk aFRR, valamint mFRR és RR kiegyenlítő szabályozási szolgáltatás nyújtása esetén.

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
1.1: Az új szereplők főbb szerepeinek és felelősségeinek meghatározatlansága	EMD 2(17), 2(18), 13(2), 13(4), 17(3)(e)	<p>3. Hatályban van-e az összes szükséges elsődleges és másodlagos jogszabály annak biztosítására, hogy a végfelhasználók:</p> <p>a. az aggregációval foglalkozó bármely piaci szereplővel aggregációs szerződést köthessenek a végfelhasználó villamosenergia-szolgáltatójának hozzájárulása nélkül</p> <p>b. amennyiben aggregációs szerződéssel rendelkeznek, szolgáltatójuk nem terhelheti őket indokolatlan fizetési kötelezettségekkel, büntetésekkel vagy egyéb indokolatlan szerződéses korlátozásokkal</p> <p>c. amennyiben aggregációs szerződéssel rendelkeznek, szolgáltatójuk nem veti alá őket diszkriminatív műszaki és adminisztratív követelményeknek, eljárásoknak vagy díjaknak</p>	<p>A hatályban lévő jogszabályok:</p> <ul style="list-style-type: none"> VET 66/D-66/F. §§ (több helyen a vonatkozó EMD szerint), VET 3. § 78. pont (szerződésmegszüntetési díj) és 3. § 79. pont (kereskedőváltással kapcsolatos díj — kifejezetten kiterjed az aggregátorváltásra és az „aggregálásban részt vevőre” is), VET 66/F. § (1) bekezdés: az aggregátorváltást az érintett aggregátorok térítésmentesen végzik; ezzel összefüggésben a felhasználónak díj — a (2) kivétellel — nem számítható fel, VET 66/F. § (2) bekezdés: szerződésmegszüntetési díj kizárólag a nem lakossági / nem kisvállalkozás felhasználóval szemben, csak határozott idejű, rögzített áras szerződés lejárat előtti, felhasználó általi felmondása esetén, előzetes egyértelmű tájékoztatás mellett számítható fel. (Ez a 17. cikk (3) bekezdés szerinti, a kereskedőváltási 47/B. § (2)–(3) bekezdéssel párhuzamos korlát.), VET 24. § (1) bekezdés e) pont: a hálózati engedélyes olyan adat- és információcsere-folyamatokat működtet, amelyek a rendszerszintű, rugalmassági és kereskedelmi szolgáltatások adatait az egyenlő bánásmód követelményének megfelelően biztosítják a szolgáltatást nyújtó piaci szereplő (így az aggregátor) részére, VET 27/B. §: a felhasználó hozzájáruló nyilatkozatával rendelkező aggregátor kérésére a hálózati engedélyes átadja a felhasználó meghatározott adatait, VET 56/A. § (2a) bekezdés: az aggregátor minden számlázási időszakban legalább egyszer, díjmentesen biztosítja a felhasználónak a keresletoldali szabályozásból származó releváns adatokat. <p>Az aggregátor adatkezelési jogalapja és a hálózati engedélyes felé történő, elosztói szabályzat szerinti összesítés/gyakoriság:</p> <ul style="list-style-type: none"> VET 66/D. §-hoz kapcsolódó adatkezelési rendelkezés rögzíti, Elosztói szabályzat 12. fejezet, valamint adatszolgáltatásra vonatkozó részek a 9.5 és 9.7-ben, 34. sz. melléklet a DSO és aggregátor közti együttműködésről, 34/A. sz. melléklet, NÜKSZ 3.1, ÜSZ (9.1. melléklet, VII/11.11 Akkreditációs megállapodás).

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
1.1: Az új szereplők főbb szerepeinek és felelősségeinek meghatározatlansága	EMD 2(17), 2(18), 13(2), 13(4), 17(3)(e)	3.1. Ha bármely elsődleges vagy másodlagos jogszabály még függőben van, annak tárgya és várható hatályba lépése.	A VET módosítás értelmében 2026. augusztus 1-től hatályos további releváns rendelkezések: <ul style="list-style-type: none"> VET 66/D. §: a független aggregátor egyes alapvető felelősségi és elszámolási keretszabályai, valamint az aggregálásban részt vevő felhasználókat védő garanciák, VET 41. § és 43. § cikkek vonatkozó bekezdései: hálózati engedélyesek mérési és adattovábbítási kötelezettsége.
	EMD 2(11)(c), 16(3)(a), 16(3)(b)	4. Hatályban van-e az összes szükséges elsődleges és másodlagos jogszabály annak biztosítására, hogy a helyi energiaközösségek: <ul style="list-style-type: none"> a. megújuló energiaforrásokból származó energiatermeléssel, ellátással, fogyasztással, aggregációval, energiátárolással és elektromos jármű töltési szolgáltatásokkal foglalkozhassanak b. megkülönböztetésmentes módon, közvetlenül vagy aggregáció útján hozzáférjenek minden villamosenergia-piachoz c. tevékenységeik, jogaik és kötelezettségeik tekintetében megkülönböztetésmentes és arányos bánásmódban részesüljenek végfelhasználóként, termelőként, ellátóként vagy aggregálási szolgáltatást nyújtó piaci szereplőként 	a. A helyi energiaközösségekre vonatkozó jogszabályokat a VET 66/B. egésze, ezen belül (1), (1a), (2), (7)-(9) rögzíti. b. A piaci részvétel biztosítására vonatkozó jogszabályok, akár aggregátor útján: <ul style="list-style-type: none"> VET 21. § (2) bekezdés: az energiaközösség (az aggregátorhoz hasonlóan) mérlegkört alakíthat vagy ahhoz csatlakozhat – a piaci elszámolásba lépés alapja, VET 66/B. § (1) bekezdés: az aggregálás mint nevesített tevékenység, ami lehetővé teszi a közvetlen vagy aggregált piaci részvételt, VET 53. § (1) bekezdés: a szervezett (napon belüli/másnapi) piacra lépés kerete. c. A megkülönböztetésmentes bánásmódot biztosító jogszabályok, rendeletek: <ul style="list-style-type: none"> VET 24. § (1) bekezdés e) pont (adatcsere egyenlő bánásmód), 35. § (2) bekezdés (megkülönböztetésmentes hálózati hozzáférés), VET Vhr. 39/C–39/E. § a társasházi energiaközösség elszámolása, megosztási hozzárendelés, rendszerhasználatdíj-visszatérítés, VET Vhr. 47. § (3) bekezdés f)–g) pont: az elosztói szabályzatba utalja a 66/B. § (9) bekezdés szerinti elszámolás műszaki-mérési feltételeit.
		4.1. Ha bármely elsődleges vagy másodlagos jogszabály még függőben van, annak tárgya és várható hatályba lépése.	A VET módosítás értelmében 2026. augusztus 1-től hatályos további releváns rendelkezések: <ul style="list-style-type: none"> VET 66/D. § (4) bekezdés: az aggregálási szerződés megkötésére vagy teljesítésére tekintettel a felhasználót ellátó villamosenergia-kereskedő a felhasználóval szemben nem alkalmazhat diszkriminatív szerződéses feltételt, intézkedést vagy gyakorlatot.

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
1.1: Az új szereplők főbb szerepeinek és felelősségeinek meghatározatlansága	RED 22(2)(a), 22(2)(c), 22(4)(e)	5. Minden szükséges elsődleges és másodlagos jogszabály hatályban van-e annak biztosítására, hogy a megújulóenergia-közösségek: a. megújuló energiát termeljenek, fogyasszanak, tároljanak és értékesítsenek, többek között megújulóenergia-vásárlási megállapodások keretében b. megkülönböztetésmentesen, közvetlenül vagy aggregáció útján hozzáférjenek minden megfelelő energiapiachoz c. tevékenységeik, jogaik és kötelezettségeik tekintetében végfelhasználóként, termelőként, szolgáltatóként vagy más piaci szereplőként ne legyenek kitéve diszkriminatív bánásmódnak.	A 4. pontban felsorolt jogszabályok, illetve rendeletek biztosítják a megújulóenergia-közösségek részvételét is.
		5.1. Ha bármely elsődleges vagy másodlagos jogszabály még függőben van, annak tárgya és várható hatályba lépése.	Nem ismert.
	RED 2(44d), 20a (5)	6. A villamosenergia-tároló létesítmények kombinálhatók-e a következő létesítményekkel, és csatlakoztathatók-e ugyanahhoz a hálózati csatlakozási ponthoz: a. megújuló energiát termelő létesítmények, kolokációs formában b. elektromos járművek töltőállomásai c. végfelhasználói fogyasztási létesítmények	Igen, minden felsorolt csatlakozási forma megengedett.
		6.1. Mely kombinációk nem megengedettek, valamint milyen feltételek vagy korlátozások vonatkoznak az engedélyezett kombinációkra (pl. méret, típus, üzemeltetésre vonatkozó korlátozások stb.).	Nincsenek korlátozások.
	E MD 17.cikk	7. Az egyes nagykereskedelmi villamosenergia-piacok, rendszerszabályozási és lokális szolgáltatások/termékek tekintetében melyek esetén és milyen (rövid leírás) aggregációs modellek léteznek, amelyek egy csatlakozási ponton több mérlegkörfelelőssel rendelkeznek?	Nincsenek jogszabályi, szabályzati szinten definiált aggregációs modellek, ennek értelmében valamennyi modell megengedett, az alkalmazott modell leginkább az érintett felek (aggregátor-kereskedő-hálózati engedélyes) viszonyától függ. Sem a MEKH, sem a MAVIR nem rendelkezik egyértelmű besorolást lehetővé tévő adatokkal, illetve adatgyűjtéssel.
		7.1. Vannak-e olyan aggregációs modellek melyek nem elérhetők bizonyos típusú rendszerfelhasználók számára (pl. bizonyos feszültség szintekhez kapcsolódó rendszerfelhasználók, aktív fogyasztók kolokációs villamosenergia-tárolóval stb.), van-e olyan modell, amely, csak meghatározott feltételek vagy korlátozások mellett érhető el?	A TSO, illetve a DSO-k részéről sincs korlátozás.

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
1.2: A piaci hozzáférés korlátozása jogszabályi felhatalmazás hiányában	EMD 2(18), 2(19)	8. Az aggregált piaci szereplők és független aggregátorok részvétele mely piacokon (DA, ID, BM) és szolgáltatások (TSO/DSO szűkületkezelés) esetén tiltott?	Az aggregátorok részvétele nem tiltott egy piac vagy szolgáltatás esetén sem.
		8.1. Az esetleges korlátozások kifejtése (pl. az XX piaci szereplő ZZ okok miatt jogilag nem jogosult az YY piacokon/szolgáltatásokban/termékekben való részvételre stb.).	Nincsenek korlátozások.
	EMDR 2(25), 6, 7, 13 EMD 15, 16, 17, 32, 40 RED 21, 22	9. Van-e olyan szereplő, aki közvetlenül nem jogosult részt venni valamely piacon vagy szolgáltatásban?	<p>A szervezett villamosenergia-piacon vételre és eladásra jogosult szereplők körét a VET 53. § (1) rögzíti, ami nem tartalmaz korlátozást a közvetlen részvétel vonatkozásában.</p> <p>A kiegyenlítő szabályozási piacok és a TSO szűkületkezelés esetén az egyes szereplők tekintetében elmondható, hogy közvetlen részvételre csak az akkreditációs mérethatár és követelmények teljesítése esetén van lehetőség. Ennek értelmében a háztartási végfelhasználók és az 1 MW alatti kereskedelmi és ipari végfelhasználók, a termelők, tárolók és energiaközösségek 5 MW alatt önálló részvétel helyett aggregátoron keresztül tudnak részt venni.</p> <p>A DSO szűkületkezelési termék esetén típus szerinti korlátozás nincs, azonban:</p> <ul style="list-style-type: none"> E.ON oldalon az elosztói rugalmassági piacon történő részvétel feltétele az elosztói akkreditáció megléte. Azon rendszerhasználó kör, amely túl kis teljesítményt képvisel vagy nem tudja önállóan teljesíteni a teljesítményszabályozási követelményeket alapvetően aggregátoron, vagy energiaközösségen keresztül tud részt venni az elosztói rugalmassági piacon, de erre vonatkozó regulációs előírás vagy korlátozás nincs. <p>MVM és OPUS oldalon az elosztói akkreditációs folyamat kialakítás alatt van, továbbiakban feltétel lesz az elosztói rugalmassági piacon való részvételhez.</p>
		9.1. Az esetleges korlátozások kifejtése (pl. az XX szereplő ZZ okok miatt nem vehet részt közvetlenül az YY piacon; azok a szereplők, akik az XX energiaforrást/technológiát használják, vagy azok a szereplők, akik az XX1 energiaforrást /technológiát az XX2 energiaforrással/technológiával kombinálják ugyanazon a létesítményen belül, ZZ okokból nem vehetnek részt közvetlenül az YY piacon; az XX hálózathoz csatlakozó szereplők ZZ okokból nem vehetnek részt közvetlenül az YY piacon stb.).	Lásd 9. kérdés.

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
1.3: A végfelhasználói adatokhoz való hozzáférésre vonatkozó keret nem egyértelmű	(EU) 2023/1162 bizottsági végrehajtási rendelet 3. 4(1)	10. Végrehajtotta a tagállam a mérési és fogyasztási adatokhoz való hozzáférésre vonatkozó referencia-modellt, beleértve a különböző szerepeket, információcseréket és eljárásokat, az (EU) 2023/1162 bizottsági végrehajtási rendelet 3. cikkével összhangban?	VET 24.§ (5)-(9), VET 170.§ (2) 8., a felhatalmazás alapján az energiapolitikáért felelős szaktárca még nem publikált rendeletet.
		10.1. Ha igen, az interoperabilitási követelmények végrehajtására és az adatokhoz való hozzáférésre vonatkozó eljárásokra vonatkozó nemzeti gyakorlatokról az (EU) 2023/1162 bizottsági végrehajtási rendelet 10. cikkével összhangban jelentést tettek-e?	A FEAK-os modellváltásra tekintettel még nem készült el.
	EMD 25(3)	11. Amennyiben az adatokhoz való hozzáférésért díjat számítanak fel az arra jogosult feleknek, hogyan biztosított, hogy ezek a díjak ésszerűek és indokoltak legyenek?	Alapesetben nincs külön díja. (10/2024. (XI.14) MEKH rendelet).
1.4: Az energiatárolás és az elektromobilitás tulajdonjogának korlátozása	EMD 36(2), 36(3)	12. Az EMD tiltja a DSO-k számára az energiatároló létesítmények tulajdonlását, fejlesztését, kezelését vagy üzemeltetését, kivéve bizonyos kivételeket: 12.1. Ha léteznek olyan derogációk, amelyek lehetővé teszik a DSO-k számára olyan energiatároló létesítmények tulajdonlását, fejlesztését, kezelését vagy üzemeltetését, amelyek vagy teljes mértékben integrált hálózati elemeknek minősülnek, vagy megfelelnek az EMD 36. cikke (2) bekezdésének a)-c) pontjában foglalt feltételeknek, a derogációk száma és azok hatálya (azaz a derogáció teljes mértékben integrált hálózati elemekre vagy más energiatároló létesítményekre vonatkozik-e, a derogáció egy vagy több DSO-ra vonatkozik-e, a derogáció konkrét energiatároló létesítményekre vonatkozik-e).	Az EMD 36. cikk (2) bekezdésének a)-c) pontjában foglalt feltételek szerinti derogáció nincs. Az EMD 36. cikk (2) bekezdése szerinti, a szabályozó hatóság által jóváhagyott, teljes mértékben integrált hálózati elemek: DÉDÁSZ: 1 + 1 db, ELMŰ: 2 db, ÉDÁSZ: 1 + 1 db, DÉMÁSZ: 3 db, ÉMÁSZ: 0 db, TITÁSZ: 4 db. A VET 3. § 61a. pontja definiálja a teljes mértékben integrált villamosenergia-tároló fogalmát. Ez alapján a teljes mértékben integrált villamosenergia-tároló az átviteli vagy az elosztóhálózatba integrált villamosenergia-tároló, amely használatának célja az átviteli vagy az elosztóhálózat biztonságos és megbízható működésének biztosítása, ide nem értve a kiegyenlítő szabályozást és a szűk keresztmetszet kezelését. A VET 33/C. § (1) bekezdése alapján az elosztó a Hivatal jóváhagyásával az elosztóhálózat biztonságos és megbízható működése céljából a legkisebb költség elve szerint az elosztóhálózat részét képező teljes mértékben integrált villamosenergia-tárolót létesíthet és működtethet. A VET 33/C. § (2) bekezdése alapján a Hivatal az (1) bekezdés szerinti jóváhagyást megtagadja, ha a villamosenergia-tároló üzemeltetése nem szükséges az elosztóhálózat biztonságos és megbízható működéséhez. A Hivatal eljárásának részletes szabályait a VET Vhr. állapítja meg.

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
1.4: Az energiatárolás és az elektromobilitás tulajdonjogának korlátozása	EMD 36(2), 36(3)	12.2. Ha léteznek a teljes mértékben integrált hálózati elemekre vonatkozó derogációk, meghatározásra kerültek-e nyílt és átlátható kritériumok vagy eljárások, amelyek alapján egy DSO tulajdonában lévő és általa üzemeltetett energiatároló létesítmény teljes mértékben integrált hálózati elemnek minősülhet.	Lásd 12.1.
		12.3. Ha az EMD 36. cikke (2) bekezdésének a)–c) pontjában foglalt feltételeket teljesítő energiatároló létesítményekre vonatkozó derogációk léteznek, az EMD 36. cikke (3) bekezdésének megfelelően végeztek-e nyilvános konzultációt, és született-e döntés a vonatkozó DSO tevékenységek fokozatos megszüntetéséről.	Az EMD 36. cikk (2) bekezdésének a)–c) pontjában foglalt feltételek szerinti derogáció nincs.
	EMD 54(2), 54(4)	13. Az EMD tiltja a TSO-k számára az energiatároló létesítmények tulajdonlását, fejlesztését, kezelését vagy üzemeltetését, kivéve bizonyos kivételeket: 13.1. Ha léteznek olyan derogációk, amelyek lehetővé teszik a TSO-k számára olyan energiatároló létesítmények tulajdonlását, fejlesztését, kezelését vagy üzemeltetését, amelyek vagy teljes mértékben integrált hálózati elemeknek minősülnek, vagy megfelelnek az EMD 54. cikke (2) bekezdésének a)–c) pontjában foglalt feltételeknek, a derogációk száma és azok hatálya (azaz a derogáció teljes mértékben integrált hálózati elemekre vagy más energiatároló létesítményekre vonatkozik-e, a derogáció egy vagy több TSO-ra vonatkozik-e, a derogáció konkrét energiatároló létesítményekre vonatkozik-e).	Az EMD 54. cikk (2) bekezdésének a)–c) pontjában foglalt feltételek szerinti derogáció nincs. Az EMD 54. cikk (2) bekezdése szerinti a szabályozó hatóság által jóváhagyott teljes mértékben integrált hálózati elemből a MAVIR egy elemet tulajdonol, melyet a Hivatal határozatban engedélyezett (derogációs határozatot adott ki). Hatálya nincs a határozatnak, az adott hálózati elem (tároló) működéséig érvényes. A VET 22. § (2) bekezdés szerint az átviteli rendszerirányító az átviteli hálózat biztonságos és megbízható működése kizárólagos céljából a legkisebb költség elve szerint az átviteli hálózat részét képező teljes mértékben integrált villamosenergia-tárolót létesíthet és működtethet a Hivatal jóváhagyásával. A TSO a derogációt egyedi hálózati elemre (tárolóra) kapja meg.
		13.2. Ha léteznek a teljes mértékben integrált hálózati elemekre vonatkozó derogációk, meghatározásra kerültek-e nyílt és átlátható kritériumok vagy eljárások, amelyek alapján egy TSO tulajdonában lévő és általa üzemeltetett energiatároló létesítmény teljes mértékben integrált hálózati elemnek minősülhet.	A VET 3. § 61a. pontja definiálja a teljes mértékben integrált villamosenergia-tároló fogalmát. Ez alapján a teljes mértékben integrált villamosenergia-tároló az átviteli vagy az elosztóhálózatba integrált villamosenergia-tároló, amely használatának célja az átviteli vagy az elosztóhálózat biztonságos és megbízható működésének biztosítása, ide nem értve a kiegyenlítő szabályozást és a szűk keresztmetszet kezelését.
		13.3. Ha az EMD 54. cikk (2) bekezdésének a)–c) pontjában foglalt feltételeket teljesítő energiatároló létesítményekre vonatkozó derogációk léteznek, az 54. cikk (4) bekezdésének megfelelően végeztek-e nyilvános konzultációt, és született-e döntés a vonatkozó TSO tevékenységek fokozatos megszüntetéséről.	Az EMD 54. cikk (2) bekezdésének a)–c) pontjában foglalt feltételek szerinti derogáció nincs.

Indikátor	Jogsabály	Kérdések	Válaszok
1.4: Az energiatárolás és az elektromobilitás tulajdonjogának korlátozása	EMD 33(3), 33(4)	14. Az EMD megtiltja a DSO-knak, hogy elektromos járművek töltőállomásait birtokolják, fejlesszék, kezeljék vagy üzemeltessék, kivéve, ha az DSO-k kizárólag saját használatra szánt magántöltőállomásokkal rendelkeznek.	Az EMD 33. cikk (3-4) bekezdésének foglalt feltételek szerinti derogáció nincs.
		14.1. Ha léteznek olyan derogációk, amelyek lehetővé teszik a DSO-k számára, hogy nem kizárólag saját használatra szolgáló elektromos járművek töltőállomásait birtokolják, fejlesszék, kezeljék vagy üzemeltessék, a derogációk száma és azok hatálya (azaz az derogáció egy vagy több DSO-ra vonatkozik-e, az derogáció konkrét létesítményekre vonatkozik-e).	
		14.2. Ha ilyen derogációk léteznek, az EMD 33. cikké-nek (4) bekezdésének megfelelően végeztek-e nyilvános konzultációt, és született-e döntés a vonatkozó DSO tevékenységek fokozatos megszüntetéséről.	Az EMD 33. cikk (3-4) bekezdésének foglalt feltételek szerinti derogáció nincs.
1.5: A másnapi és a napközbeni piacokon történő kereskedelem korlátozásai	EMDR 8(2), 8(3), 8(4)	15. Mi a legkisebb ajánlati méret a másnapi és a napközbeni piacokon történő kereskedelemhez?	A minimális ajánlati méret 0,1 MW(h).
		16. Mi a kiegyenlítőenergia-elszámolási időszak, amennyiben eltér a 15 perctől, jóváhagyott-e derogációt a nemzeti szabályozási hatóság és a derogáció indoklása.	A kiegyenlítőenergia-elszámolási időszak 15 perc, nincs derogáció.
		17. A NEMO-k lehetővé teszik-e a piaci szereplők számára, hogy legalább a másnapi és a napközbeni piacok kiegyenlítőenergia-elszámolási időszakával megegyező időintervallumokban kereskedjenek?	Igen.

6.1.2. A rugalmasság biztosítását elősegítő tényezők és ösztönzők hiánya

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok												
2.1.: Megfelelő mérőrendszerek hiánya	EMD 19. cikk	1. Mekkora az okosmérőkkel felszerelt háztartási és nem háztartási végfelhasználók százalékos aránya?	<p>Az okosmérőkkel felszerelt háztartási és nem háztartási végfelhasználók aránya az alábbiak szerint oszlik meg:</p> <table><tr><td>2025.12.31. állapot szerint</td><td>Háztartási végfelhasználó</td><td>Nem háztartási végfelhasználó</td></tr><tr><td>E.ON</td><td>12%</td><td>32%</td></tr><tr><td>MVM</td><td>13%</td><td>45%</td></tr><tr><td>OPUS</td><td>11%</td><td>47%</td></tr></table>	2025.12.31. állapot szerint	Háztartási végfelhasználó	Nem háztartási végfelhasználó	E.ON	12%	32%	MVM	13%	45%	OPUS	11%	47%
	2025.12.31. állapot szerint	Háztartási végfelhasználó	Nem háztartási végfelhasználó												
E.ON	12%	32%													
MVM	13%	45%													
OPUS	11%	47%													
	EMD 22. cikk EMDR 7b. cikk	2. Használják-e almérőket vagy dedikált mérőberendezéseket (DMD) a TSO-k és a DSO-k, valamint a piaci szereplők (a független aggregátorokat, aggregátorokat is beleértve)? <i>DMD: olyan, azon eszközhez csatlakoztatott vagy azon eszközbe beágyazott berendezés, amely keresletoldali válasz- vagy rugalmassági szolgáltatásokat nyújt a villamosenergia-piacon vagy a rendszerüzemeltetők számára</i> a. Ha igen, a felhasználás módjának bemutatása b. Ha nincs rájuk szükség, annak indoka, hogy miért nem szükséges (pl. nincs szükség a végfelhasználók létesítményein belüli konkrét végfelhasználásra vonatkozó adatokra, nincsenek gyakorlati alkalmazási esetek a DMD-kre, az összes mérési igényt kielégítik a fő mérőórák vagy egyéb rendszerek/szerződések) c. Ha szükség lenne rájuk, vagy használhatók lennének, de nem használják őket, hol lenne rájuk igény vagy felhasználási terület, és miért nem használják őket	<p>A TSO és a DSO-k is alkalmaznak almérőket, ezek normál, hitelesített elszámolási mérők. DMD-k nem alkalmazottak, nem merültek fel gyakorlati alkalmazási esetek, az almérők kielégítik a szükséges igényeket.</p> <p>Az almérők kétféle felhasználási céllal alkalmazottak:</p> <ul style="list-style-type: none">Aggregálási célú al mérés esetén az al mérőt szabályzási céllal (rendszerszintű szolgáltatások) telepítik, a DSO olvassa le és összegzi utasított egységeként. A főmérő és az al mérő mérlegköre nem térhet el.Kereskedelmi célú al mérés lehetővé teszi a mért fizikai egység a telephelytől elkülönített kereskedelmi elszámolását. Ilyen esetben a főmérő által mért mennyiség korrigálásra kerül az al mérő által mért mennyiséggel és így két külön kereskedővel szerződhetnek a két elszámolási pontra, a mérés felhasználható szabályzási célú elszámolásra is. <p>Az elosztói rugalmassági szolgáltatás elszámolására, valamint a teljesítés ellenőrzésére az elszámolási mérés alapjául szolgáló fogyasztásmérőből érkező adatok kerülnek/kerülhetnek felhasználásra, elosztói részről ezek a mérők jelenleg kielégítenék a szükséges mérési adat igényt. Amennyiben az aggregátornak nem megfelelő a DSO által biztosított mérés helye vagy kialakítása, akkor önálló mérést írhat elő.</p>												

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok																					
2.1.: Megfelelő mérőrendszerek hiánya	EMD 19, 20. cikk	3. Mekkora az okosmérőkkel felszerelt háztartási és nem háztartási végfelhasználók százalékos aránya, akiknél az adott okosmérő funkció elérhető/használatban van?	<div>Az okosmérők adott funkciói szerinti százalékos arány meghatározásához szükséges adatok nem állnak rendelkezésre, a funkciók az alábbiak szerint érhetők el:</div> <table><tr><th></th><th>Háztartási végfelhasználó</th><th>Nem háztartási végfelhasználó</th></tr><tr><td>a. A tényleges villamosenergia-fogyasztásra és a tényleges felhasználási időre vonatkozó információk szolgáltatása</td><td>E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után</td><td>E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után</td></tr><tr><td>b. Hozzáférés nem validált, közel valós idejű fogyasztási adatokhoz további költségek nélkül, szabványosított interfészen vagy távoli hozzáféréseken keresztül</td><td>E.ON, OPUS: külön kérésre P1 porton keresztül, felhasználói eszközzel. MVM: Igen, P1 port az újabb mérők esetében.</td><td>E.ON, OPUS: külön kérésre P1 porton keresztül, felhasználói eszközzel. MVM: Igen, P1 port az újabb mérők esetében</td></tr><tr><td>c. Hozzáférés a validált korábbi fogyasztási adatokhoz, beleértve azok megjelenítését is, kérésre és további költségek nélkül</td><td>E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után</td><td>E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után</td></tr><tr><td>d. A hálózatba betáplált villamos energia és az aktív fogyasztók telephelyein a hálózathoz felhasznált villamos energia külön elszámolása</td><td>E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után</td><td>E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után</td></tr><tr><td>e. A végfelhasználók villamosenergia-fogyasztására és a hálózatba betáplált villamos energiára vonatkozó adatok kérésre vagy a nevükben eljáró harmadik fél számára további költségek nélkül, szabványosított kommunikációs interfészen vagy távoli hozzáféréseken keresztül elérhetővé válnak</td><td>E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után</td><td>E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után</td></tr><tr><td>f. A végfelhasználók mérésére és elszámolására a nemzeti piacon érvényes egyenleg2/2-elszámolási időszakkal megegyező időbeli felbontással kerül sor</td><td>OPUS: - E.ON, MVM: Igen, 15 perc.</td><td>OPUS: - E.ON, MVM: Igen, 15 perc.</td></tr></table>		Háztartási végfelhasználó	Nem háztartási végfelhasználó	a. A tényleges villamosenergia-fogyasztásra és a tényleges felhasználási időre vonatkozó információk szolgáltatása	E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után	E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után	b. Hozzáférés nem validált, közel valós idejű fogyasztási adatokhoz további költségek nélkül, szabványosított interfészen vagy távoli hozzáféréseken keresztül	E.ON, OPUS: külön kérésre P1 porton keresztül, felhasználói eszközzel. MVM: Igen, P1 port az újabb mérők esetében.	E.ON, OPUS: külön kérésre P1 porton keresztül, felhasználói eszközzel. MVM: Igen, P1 port az újabb mérők esetében	c. Hozzáférés a validált korábbi fogyasztási adatokhoz, beleértve azok megjelenítését is, kérésre és további költségek nélkül	E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után	E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után	d. A hálózatba betáplált villamos energia és az aktív fogyasztók telephelyein a hálózathoz felhasznált villamos energia külön elszámolása	E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után	E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után	e. A végfelhasználók villamosenergia-fogyasztására és a hálózatba betáplált villamos energiára vonatkozó adatok kérésre vagy a nevükben eljáró harmadik fél számára további költségek nélkül, szabványosított kommunikációs interfészen vagy távoli hozzáféréseken keresztül elérhetővé válnak	E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után	E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után	f. A végfelhasználók mérésére és elszámolására a nemzeti piacon érvényes egyenleg2/2-elszámolási időszakkal megegyező időbeli felbontással kerül sor	OPUS: - E.ON, MVM: Igen, 15 perc.	OPUS: - E.ON, MVM: Igen, 15 perc.
	Háztartási végfelhasználó	Nem háztartási végfelhasználó																						
a. A tényleges villamosenergia-fogyasztásra és a tényleges felhasználási időre vonatkozó információk szolgáltatása	E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után	E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után																						
b. Hozzáférés nem validált, közel valós idejű fogyasztási adatokhoz további költségek nélkül, szabványosított interfészen vagy távoli hozzáféréseken keresztül	E.ON, OPUS: külön kérésre P1 porton keresztül, felhasználói eszközzel. MVM: Igen, P1 port az újabb mérők esetében.	E.ON, OPUS: külön kérésre P1 porton keresztül, felhasználói eszközzel. MVM: Igen, P1 port az újabb mérők esetében																						
c. Hozzáférés a validált korábbi fogyasztási adatokhoz, beleértve azok megjelenítését is, kérésre és további költségek nélkül	E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után	E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után																						
d. A hálózatba betáplált villamos energia és az aktív fogyasztók telephelyein a hálózathoz felhasznált villamos energia külön elszámolása	E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után	E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után																						
e. A végfelhasználók villamosenergia-fogyasztására és a hálózatba betáplált villamos energiára vonatkozó adatok kérésre vagy a nevükben eljáró harmadik fél számára további költségek nélkül, szabványosított kommunikációs interfészen vagy távoli hozzáféréseken keresztül elérhetővé válnak	E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után	E.ON, OPUS: regisztráció után D-1 napi T-görbe lekérdezhető. MVM: Igen, regisztráció után																						
f. A végfelhasználók mérésére és elszámolására a nemzeti piacon érvényes egyenleg2/2-elszámolási időszakkal megegyező időbeli felbontással kerül sor	OPUS: - E.ON, MVM: Igen, 15 perc.	OPUS: - E.ON, MVM: Igen, 15 perc.																						

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
2.1.: Megfelelő mérőrendszerek hiánya	N/A	4. Vannak-e más, az okosmérési adatokhoz kapcsolódó vagy azok által támogatott funkciók vagy IKT-szolgáltatások, amelyek végfelhasználók számára elérhetők a tagállamban, és amelyek hasznosnak tekinthetők a kereslet oldali válasz és a fogyasztói rugalmasság biztosítása szempontjából?	Nincsenek.
2.2: Árjelzések hiánya	EMD 11.cikk	5. Minden 200 000-nél több végfelhasználóval rendelkező szolgáltató kínál-e dinamikus árú szerződést minden típusú végfelhasználó számára, aki okosmérővel rendelkezik (háztartási és nem háztartási felhasználók)?	<p>A több mint 200 000 végfelhasználóval egy szolgáltató rendelkezik, aki nem kínál minden típus számára dinamikus árú szerződést. (Vannak olyan, nem ESZ keretében ellátott végfelhasználók, akik rendelkeznek dinamikus szerződéssel).</p> <p>A VET módosítás keretében az alábbi előremutató szabályok jelentek meg:</p> <ul style="list-style-type: none"> VET 3. 52a. bekezdés szerint a rugalmas villamosenergia-árat tartalmazó szerződés a villamosenergia-kereskedő és a felhasználó között létrejött olyan villamosenergia-vásárlási szerződés, amely tükrözi az azonnali piacokon – ideértve a másnapi és a napon belüli piacokat is – jelentkező árváltozást legalább a piaci elszámolás gyakoriságával azonos időközönként, valamint ehhez kapcsolódóan VET 61/A. § (1) bekezdése a kereskedők számára új kötelezettséget állapít meg, amelyet 2026. augusztus 31-étől kell teljesíteni: "A felhasználó távleghívható fogyasztásmérővel rendelkező elszámolási pontra vonatkozó, rugalmas villamosenergia-árra irányuló ajánlattételi felhívására a villamosenergia-kereskedő rugalmas villamosenergia-árat tartalmazó szerződés megkötésére vagy a felhasználó villamosenergia-vásárlási szerződésének rugalmas villamosenergia-árat tartalmazó szerződésre történő módosítására vonatkozó ajánlatot tesz."

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok																															
	N/A	<p>6. Milyen mértékben állnak rendelkezésre a különböző típusú kiskereskedelmi villamosenergia-szerződések (piaci alapú/szabályozott) a háztartási és nem háztartási ügyfelek számára, illetve milyen mértékben veszik igénybe azokat?</p> <p>Elérhetőség (kvalitatív): a szerződéstípus elérhető-e vagy nem elérhető háztartási és nem háztartási ügyfelek számára</p> <p>Elérhetőség (kvantitatív): az egyes szerződéstípusokat háztartási és nem háztartási végfelhasználók számára kínáló szolgáltatók száma; az egyes szerződéstípusok esetében a háztartási és nem háztartási ügyfelek számára elérhető összes kiskereskedelmi villamosenergia-szerződés ajánlatának száma</p> <p>Elterjedtség (mennyiségi): a különböző típusú kiskereskedelmi villamosenergia-szerződésekkel rendelkező háztartási és nem háztartási ügyfelek százalékos aránya</p>	<p>A villamosenergia-szerződések az alábbiak szerint jellemezhetők:</p> <table><tr><th></th><th>Elérhetőség (kvalitatív)</th><th>Elérhetőség (kvantitatív)</th><th>Elterjedtség (kvantitatív)</th></tr><tr><td>a. Használati idő alapú, rögzített árú, határozott idejű szerződések</td><td>Lakossági: x (határozatlan idejű) Nem lakossági: x</td><td>Lakossági: 1 ajánlat Nem lakossági: 29 ajánlat</td><td>Lakosság: 100% Nem lakosság: (nem áll rendelkezésre az összes ügyfél száma)</td></tr><tr><td>b. Változó árú szerződések, amelyeknél egyetlen ár van, amely negyedévek, hónapok vagy napok között változik</td><td>N/A</td><td>N/A</td><td>N/A</td></tr><tr><td>c. Változó árú szerződések, ahol a használati idő szerinti ár negyedévek/hónapok/napok között változik</td><td>N/A</td><td>N/A</td><td>N/A</td></tr><tr><td>d. Dinamikus árú szerződések</td><td>Lakossági: nem elérhető Nem lakosság: x</td><td>Nem lakossági: 33 ajánlat</td><td>N/A (nem áll rendelkezésre ESZ nem lakossági szerződésszám)</td></tr><tr><td>e. Hibrid szerződések (amelyek a rögzített és a változó vagy dinamikus szerződések elemeit ötvözik, valamint olyan fogyasztókat céloznak meg, akik rendelkeznek bizonyos eszközökkel, például hőszivattyúval, elektromos járművel, vagy meghatározott fogyasztási profilokkal rendelkeznek)</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>f. Egyéb</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr></table>					Elérhetőség (kvalitatív)	Elérhetőség (kvantitatív)	Elterjedtség (kvantitatív)	a. Használati idő alapú, rögzített árú, határozott idejű szerződések	Lakossági: x (határozatlan idejű) Nem lakossági: x	Lakossági: 1 ajánlat Nem lakossági: 29 ajánlat	Lakosság: 100% Nem lakosság: (nem áll rendelkezésre az összes ügyfél száma)	b. Változó árú szerződések, amelyeknél egyetlen ár van, amely negyedévek, hónapok vagy napok között változik	N/A	N/A	N/A	c. Változó árú szerződések, ahol a használati idő szerinti ár negyedévek/hónapok/napok között változik	N/A	N/A	N/A	d. Dinamikus árú szerződések	Lakossági: nem elérhető Nem lakosság: x	Nem lakossági: 33 ajánlat	N/A (nem áll rendelkezésre ESZ nem lakossági szerződésszám)	e. Hibrid szerződések (amelyek a rögzített és a változó vagy dinamikus szerződések elemeit ötvözik, valamint olyan fogyasztókat céloznak meg, akik rendelkeznek bizonyos eszközökkel, például hőszivattyúval, elektromos járművel, vagy meghatározott fogyasztási profilokkal rendelkeznek)	-	-	-	f. Egyéb	-	-	-
	Elérhetőség (kvalitatív)	Elérhetőség (kvantitatív)	Elterjedtség (kvantitatív)																															
a. Használati idő alapú, rögzített árú, határozott idejű szerződések	Lakossági: x (határozatlan idejű) Nem lakossági: x	Lakossági: 1 ajánlat Nem lakossági: 29 ajánlat	Lakosság: 100% Nem lakosság: (nem áll rendelkezésre az összes ügyfél száma)																															
b. Változó árú szerződések, amelyeknél egyetlen ár van, amely negyedévek, hónapok vagy napok között változik	N/A	N/A	N/A																															
c. Változó árú szerződések, ahol a használati idő szerinti ár negyedévek/hónapok/napok között változik	N/A	N/A	N/A																															
d. Dinamikus árú szerződések	Lakossági: nem elérhető Nem lakosság: x	Nem lakossági: 33 ajánlat	N/A (nem áll rendelkezésre ESZ nem lakossági szerződésszám)																															
e. Hibrid szerződések (amelyek a rögzített és a változó vagy dinamikus szerződések elemeit ötvözik, valamint olyan fogyasztókat céloznak meg, akik rendelkeznek bizonyos eszközökkel, például hőszivattyúval, elektromos járművel, vagy meghatározott fogyasztási profilokkal rendelkeznek)	-	-	-																															
f. Egyéb	-	-	-																															

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
2.2: Árjelzések hiánya	EMD 19, 21, 22. cikk	7. Mekkora a háztartási és nem háztartási fogyasztók becsült százalékos aránya a kollektív mérési és számlázási rendszerekben vagy hasonló megoldásokban, amelyek nem teszik lehetővé a végfogyasztók számára, hogy időalapú vagy dinamikus árjelzéseknek legyenek kitéve (pl. kiskereskedelmi szerződések, hálózati tarifák, helyi rugalmassági piacok stb.)?	E.ON: lakosság: 72%, nem lakossági: 42% MVM: lakosság 87%, nem lakossági: 46% OPUS: lakosság: 89%, nem lakossági: 53%
	EMDR 18(7)	8. Alkalmazzák-e az átviteli vagy elosztóhálózatra csatlakozó bármely fogyasztói kategóriára az időalapú (statikus vagy dinamikus) elemeket tartalmazó hálózati tarifákat?	A díjstruktúra jogilag kialakításra került 2025. január 1-jén azon kifizetésű fogyasztók számára, akik okosmérőt kaptak, de gyakorlatban még nem került bevezetésre differenciált tarifa (KIF IV. tarifa), jelenleg felülvizsgálat alatt van. Az ettől eltérő csatlakozású rendszerhasználók (beleértve az összes közép- és nagyfeszültségre csatlakozó rendszerhasználót) esetében a tarifák nem időalapúak.
	EMDR 18(7)	8.1. Ha az átviteli vagy elosztóhálózatra csatlakozó bármely fogyasztói típusra vonatkozó hálózati tarifákban nem vezetnek be időalapú (statikus vagy dinamikus) jelzéseket, annak ellenére, hogy a rendszerben fizikai szűkület áll fenn és célnak megfelelő mérőrendszerek állnak rendelkezésre, történt-e értékelés a döntés alátámasztására, és mi indokolja, hogy nem vezetnek be időalapú jelzéseket a hálózati tarifákba?	Nem történt egyik feszültség szint vonatkozásában sem. Az időalapú díjstruktúra jogi keretei megszülettek az okosmérővel rendelkező kifizetésű fogyasztók számára, de a konkrét időalapú díjak nem kerültek bevezetésre, ugyanis a 2013. évi LIV. a rezsicsökkentések végrehajtásáról szóló törvény értelmében nem változhat a fogyasztó által fizetett összeg, ha ugyanannyit fogyaszt.
	N/A	8.2. Ha a hálózati díjszabásokba bevezetik a fogyasztási időszak szerinti díjszabási jelzéseket, akkor ezek a díjszabások kötelezőek-e azokra a hálózati felhasználókra nézve, akikre vonatkoznak (azaz nincs lehetőség az ilyen jelzéseket nem tartalmazó másik díjszabás választására)?	A jelenleg hatályos jogszabály szerint az lenne, ha lennének ilyen díjak.
	N/A	8.3. Ha a hálózati tarifákba bevezetik a használati időre vonatkozó jelzéseket, a szolgáltatók „csomagba” foglalhatják-e a hálózati komponenssel kapcsolatos díjakat olyan rögzített villamosenergia-árú szerződésekben, amelyek nem tartalmaznak rugalmas elemeket, és amelyeket azoknak az ügyfeleknek kínálhatnak, akikre a használati időre vonatkozó hálózati tarifák vonatkoznak?	A villamos energia ipari jogszabályokban erre vonatkozó tiltás nincs, a számviteli törvény szerint kell eljárni a rendszerhasználati díjak továbbszámolása kapcsán.

6.1.3. A kiegyenlítő szolgáltatások nyújtására vonatkozó korlátozó követelmények (helyi, szabványos és egyedi termékek)

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
3.1: Nem piaci alapú kiegyenlítő szabályozási termékek <i>A szabványos termékek bevezetése előtt a helyi aFRR és mFRR termékekre vonatkozóan.</i>	EMD 40(4)	1. Amennyiben a TSO használ nem piaci alapú kiegyenlítő szabályozási kapacitás vagy kiegyenlítő szabályozási energia terméket: a. azok milyen típusú tartalékokra (FCR, aFRR, mFRR) és termékekre vonatkoznak (kapacitás, energia)?	A TSO nem használ nem piaci alapú kiegyenlítő szabályozási kapacitást, a kiegyenlítő szabályozási kapacitás és energia termékek beszerzése piaci alapon történik. A kiegyenlítő szabályozási energiapiac ellehetetlenülése esetén a TSO igénybe vehet rendszerirányítói menetrend módosításon (RIR) keresztül kiegyenlítő szabályozási energiát, amely nem piaci termékek minősül, hanem üzembiztonsági beavatkozásnak. A RIR szolgáltatáshoz nem tartozik sem kapacitás, sem energia piaci beszerzése.
	EB GL 3(1)	b. hogyan történik a nem piaci alapú termékek beszerzése/lekötése és milyen implementációs terv van a piaci alapú beszerzés bevezetésére?	
3.2: A szabályozási csoportok akkreditációjára vonatkozó korlátozások <i>A szabványos, egyedi és helyi termékekre vonatkozóan.</i>	SO GL 3(9), 3(10), 3(11), 154, 155, 158, 159	2. A TSO(k) lehetővé teszi(k) a szabályozási csoportok akkreditációját FCR, aFRR és mFRR termékekre?	Igen, az ÜSZ 9.1. sz. melléklete szerint minden az adott szolgáltatáshoz tartozó követelmények teljesítésére alkalmas szereplő (termelő, felhasználó, aggregátor, vagy villamosenergia-tároló) jogosult akkreditációs eljárásban részt venni. Az aggregátor a NÜKSZ 3.1. szerint olyan utasított egység vagy alegység, ami a VET alapján aggregálásra jogosult és így az elosztó vagy átviteli hálózatra, illetve magánvezetésekre csatlakozó, erőművek termelésének, felhasználói berendezések fogyasztásának, tárolók töltésének és kisütésének kombinálásával műszaki szolgáltatást nyújt a TSO felé a rendszerszintű szolgáltatások támogatása érdekében. Az aggregátor különböző technológiájú kiserőműveket is képviselhet egyszerre.
		3. Amennyiben a szabályozási csoportok akkreditációja engedélyezett a TSO(k) részéről, vannak-e olyan kombinációk, melyek a termelői (G), fogyasztói (D) és tárolói (S) egységek egy szabályozási csoporton belüli kombinációjára nem engedélyezett a TSO(k) által?	Nincs megkötés egyik termék esetén sem, hogy egy szabályozási csoportban milyen típusú egységek szerepelhetnek együtt, vagyis a termelői (G), fogyasztói (D) és tárolói (S) egységek egy utasított egységen belüli kombinációi bármilyen formában engedélyezettek.

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
3.2: A szabályozási csoportok akkreditációjára vonatkozó korlátozások A szabványos, egyedi és helyi termékekre vonatkozóan.		4. Amennyiben valamely kombináció nem engedélyezett, annak magyarázata, valamint bármely olyan konkrét korlátozás, amely az engedélyezett kombinációkra vonatkozhat (pl. lokáció vagy csatlakozási feszültség szint, a létesítmények/egységek típusára vagy méretére vonatkozó korlátozások stb.), korlátozások okai.	Az ÜSZ 9.1. sz. melléklet szerint FRR piacokra vonatkozóan egy utasított egységnél a szabályozási tartománynak minimum 5 MW-ot kell elérnie, felhasználói utasított egységnél 1 MW-ot kell elérnie. Az üzemirányítási rendszerek komplexitása miatt kisebb küszöbérték a rendszerirányítást és az ellátásbiztonságot veszélyeztethetné, továbbá jelenleg is bármilyen kis beépített teljesítményű szereplő (1 MW alatt is) akkreditálása lehetséges bármely termékre aggregátor részeként, így az aktuális akkreditációs küszöb nem jelent valódi belépési korlátot a piacokra a kisebb szereplőknek. FCR-nél a minimálisan akkreditálható karakterisztika 1 MW, aegység szintű. Jelenleg az FCR termék szerkezete miatt (baseload) az időjárásfüggő termelők nem tudnak részt venni FCR piacon. Az Üzemi Szabályzat (a továbbiakban: ÜSZ) 5.1.9. B) l-o) pontjai írják le, hogy azonos csatlakozási pont mögötti több termelő, tároló vagy fogyasztó esetén milyen módon szerveződhet BSP vagy utasított egység alá.
		5. Szükséges-e a szabályozási egységek/szabályozási csoportok külön-külön akkreditációja az FCR, aFRR, mFRR kiegyenlítő szabályozási kapacitás, illetve kiegyenlítő szabályozási energia szolgáltatás nyújtására? Amennyiben igen, annak magyarázata.	Az ÜSZ 9. fejezete és 9.1. sz. melléklete alapján FCR, aFRR és mFRR piacokra külön-külön akkreditáció szükséges az eltérő műszaki előírások és feltételek miatt, az akkreditációk során különböző paraméterek rögzítése szükséges. Nem szükséges külön akkreditálni szabályozási kapacitás és energia szolgáltatásra.
3.3: Nagy minimális kapacitás mérték	mFRRIF 7(1) aFRRIF 7(1)	6. Mi a minimális kapacitás (MW) mértéke a különböző típusú helyi, szabványos és egyedi kiegyenlítő szabályozási FCR, aFRR, mFRR termékek akkreditációja esetén?	A helyi termékek vonatkozásában az ÜSZ 9.1. sz. melléklet szerint FRR piacokra vonatkozóan egy utasított egységnél a szabályozási tartománynak minimum 5 MW-ot kell elérnie, felhasználói utasított egységnél 1 MW-ot. FCR-nél a minimálisan akkreditálható karakterisztika 1 MW.
3.4: Szabályozatlan időtartamú vagy hosszú akkreditációs folyamat	SO GL 155, 159	Első akkreditáció 7. A szabályozási egységek/szabályozási csoportok FCR, aFRR, mFRR termékek nyújtására vonatkozó első akkreditációja során az alábbi folyamatok lépései szabályozott maximális hossza (hetekben) az egyes termékekre vonatkozóan: a. A tartalék szolgáltatótól beérkezett hivatalos kérelem átvételétől számítva, hogy a TSO megerősítse, a kérelem teljes-e b. A TSO által további információkra irányuló kérelem beérkezésétől számítva, hogy a tartalék szolgáltató benyújtja a további információkat	Az ÜSZ 5.1.9. (B) c) pontja szerint az akkreditációs kötelezettséget termelő esetén az első mért hálózati betáplálás, tároló esetén a betáplálás vagy a vételezés közül a korábbiak a megkezdését követő 60 napon belül szükséges teljesíteni. Az akkreditációs eljárás folyamatát az ÜSZ 9.1. sz. melléklete szabályozza, melynek 1.2.3. pontja értelmében az akkreditációs megállapodásban kerül rögzítésre a TSO és az akkreditációban résztvevő szereplő által elvégzendő feladatok, fejlesztések, és az akkreditációs folyamat tervezett ütemezése. Konkrét előírás tehát nincs a kérelem elfogadásának időtartamára, de a kérelmek beérkezésétől számított két héten belül megtörténnek. Az elvégzett akkreditációs teszt kiértékelésére maximum 2 hét áll rendelkezésre a teszt időpontjától számítva.

		c. A kérelem teljességének megerősítésétől számítva, hogy a TSO visszaigazolja a tartalék szolgáltató felé, hogy az egység/csoport akkreditációja sikeres	
Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
3.4: Szabályozatlan időtartamú vagy hosszú akkreditációs folyamat		<p>Megújító akkreditáció</p> <p>8. Amennyiben a szabályozási csoport (utasított egység) megújító akkreditációja szükséges FCR, aFRR, mFRR termékek nyújtására vonatkozóan az alábbi változások esetén, annak szabályozott maximális hossza (hetekben):</p> <p>8.1. Új csatlakozási pont, új termelő/fogyasztó/tároló egység belépése meglévő csatlakozási pont mögött és/vagy meglévő egységek kapacitás bővítése esetén</p> <p>8.2. Kilépő csatlakozási pont, termelő/fogyasztó/tároló egység kilépése meglévő csatlakozási pont mögött és/vagy meglévő egységek kapacitás csökkentése esetén</p> <p>8.3. Az egységek összetételének vagy elosztásának megváltoztatása (akkreditált teljesítmény változatlansága mellett).</p>	<p>Az ÜSZ 9.1. sz. melléklete szerint szabályozási csoportok esetén megújító akkreditáció szükséges:</p> <p>1) Az alegység összetételének változása esetén, amennyiben a változás hatására a szabályozási paraméterekben változás következett be:</p> <ul style="list-style-type: none"> • időtartam esetén az 1 negyedóra (percben meghatározott adat esetén 1 perc), vagy azt meghaladó mértékű változás, • MW dimenziójú paraméter esetén az 1 MW, vagy azt meghaladó mértékű változás, • MW/15 perc dimenziójú adat esetén az 1 MW/15 perc, vagy azt meghaladó mértékű változás, • mHz dimenziójú paraméter esetén a 10 mHz, vagy azt meghaladó mértékű változás. <p>2) Amennyiben új önálló csatlakozási ponttal és elszámolási azonosítóval rendelkező egység kerül az alegységbe, mely egység rendelkezésre álló állandó teljesítőképessége (RÁT) nem haladja meg az alegységre vonatkozó (RÁT) 0,5%-át, továbbá nem módosulnak az alegység akkreditáció során rögzített szabályozási paraméterei, akkor az új egység csatlakozását megelőzően kizárólag jelteszt elvégzése szükséges.</p> <p>3) Amennyiben az egységek száma csökken, és az aggregátor összetételének változása eredményeként a RÁT kisebb lesz a maximális teljesítőképességnél, vagy bármely akkreditációs paraméter értéke változik.</p> <p>4) Amennyiben a szabályozási paraméterek csoportösszetétel változás okán 3 hónapon belül többször változnak, és ezen várható változások az akkreditációs megállapodásban rögzítésre kerülnek, akkor elegendő az akkreditációt a végső összetételre vonatkozóan elvégezni.</p> <p>5) Felhasználói utasított egység esetében új egység bevonás esetén – mérettől és darabszámtól függetlenül – szükséges igazolni, hogy az új egység(ek) sem rendelkeznek közcélú hálózatra való betáplálási kapacitással.</p> <p>Kilépő egységek esetén az utasított egységek akkreditált paraméterei az adott kilépő egység beépített teljesítményének értékével automatikusan csökkentésre kerülnek, amennyiben a</p>

			szabályozási csoport ettől eltérő paramétereket kíván bizonyítani, megújító akkreditációra van szükség.
--	--	--	---

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok																																																	
3.4: Szabályozatlan időtartamú vagy hosszú akkreditációs folyamat		9. A szabályozási egységek/szabályozási csoportok FCR, aFRR, mFRR termékek nyújtására vonatkozóan kötelesek-e megújító akkreditációra, amennyiben másik BSP alá kerülnek, mi ennek a szabályozott maximális hossza (hetekben)?	BSP váltás esetén szükséges megújító akkreditáció elvégzése, melynek megszerzési idejére vonatkozóan jelenleg nincs előírás, de az új csatlakozásokhoz hasonlóan 60 nap előírása tervezett.																																																	
3.5: Nagy minimális ajánlati méret	mFRRIF és aFRRIF 7(1) SPBC 5(1)	10. Az EB GL szerinti szabványos termékek bevezetése előtti helyi termékekre vonatkozóan:																																																		
3.6: Kiegyenlítő szabályozási energia ajánlatok hosszú érvényességi ideje	EB GL 53 mFRRIF és aFRRIF 7(1)	<table><tr><th></th><th></th><th colspan="5">Helyi termék</th></tr><tr><th>Termékek és a piaci struktúra</th><th>EU célmodell</th><th>FCR</th><th>aFRR kapacitás</th><th>aFRR energia</th><th>mFRR kapacitás</th><th>mFRR energia</th></tr><tr><td>a. Minimális ajánlati méret (a legnagyobb minimális ajánlati méret mértéke)</td><td>≤ 1 MW</td><td>1 MW</td><td>1 MW</td><td>1 MW</td><td>1 MW</td><td>1 MW</td></tr><tr><td>b. Ajánlatok érvényességi ideje (a legrövidebb és a leghosszabb ajánlati idő mértéke)</td><td>15 min</td><td>NAP (24 óra)</td><td>NAP (1 óra)</td><td>15 min</td><td>NAP</td><td>15 min</td></tr><tr><td>c. Fel/le irányú termékek beszerzése (van-e derogáció és annak érvényessége)</td><td>külön</td><td>külön</td><td>külön</td><td>NAP</td><td>külön</td><td>NAP</td></tr><tr><td>d. Árképzési szabály</td><td>határár-alapú</td><td>NAP</td><td>NAP</td><td>pay-as-bid</td><td>NAP</td><td>pay-as-bid</td></tr><tr><td>e. Nem szerződéses, kiegyenlítő szabályozási energiaajánlatok</td><td>engedélyezett</td><td>NAP</td><td>NAP</td><td>engedélyezett</td><td>NAP</td><td>engedélyezett</td></tr></table>				Helyi termék					Termékek és a piaci struktúra	EU célmodell	FCR	aFRR kapacitás	aFRR energia	mFRR kapacitás	mFRR energia	a. Minimális ajánlati méret (a legnagyobb minimális ajánlati méret mértéke)	≤ 1 MW	1 MW	1 MW	1 MW	1 MW	1 MW	b. Ajánlatok érvényességi ideje (a legrövidebb és a leghosszabb ajánlati idő mértéke)	15 min	NAP (24 óra)	NAP (1 óra)	15 min	NAP	15 min	c. Fel/le irányú termékek beszerzése (van-e derogáció és annak érvényessége)	külön	külön	külön	NAP	külön	NAP	d. Árképzési szabály	határár-alapú	NAP	NAP	pay-as-bid	NAP	pay-as-bid	e. Nem szerződéses, kiegyenlítő szabályozási energiaajánlatok	engedélyezett	NAP	NAP	engedélyezett	NAP	engedélyezett
		Helyi termék																																																		
Termékek és a piaci struktúra	EU célmodell	FCR	aFRR kapacitás	aFRR energia	mFRR kapacitás	mFRR energia																																														
a. Minimális ajánlati méret (a legnagyobb minimális ajánlati méret mértéke)	≤ 1 MW	1 MW	1 MW	1 MW	1 MW	1 MW																																														
b. Ajánlatok érvényességi ideje (a legrövidebb és a leghosszabb ajánlati idő mértéke)	15 min	NAP (24 óra)	NAP (1 óra)	15 min	NAP	15 min																																														
c. Fel/le irányú termékek beszerzése (van-e derogáció és annak érvényessége)	külön	külön	külön	NAP	külön	NAP																																														
d. Árképzési szabály	határár-alapú	NAP	NAP	pay-as-bid	NAP	pay-as-bid																																														
e. Nem szerződéses, kiegyenlítő szabályozási energiaajánlatok	engedélyezett	NAP	NAP	engedélyezett	NAP	engedélyezett																																														
3.7: Szimmetrikus kiegyenlítő szabályozási kapacitás termékek	EMDR 6(9)																																																			
3.8: Árképzés korlátai	EMDR 6(4)																																																			
3.9: Nem szerződéses, kiegyenlítő szabályozási energiaajánlatok	EB GL 16(5), 16(7)																																																			
3.10: Túl rövid minimális időtartam egymást követő aktiválások között	EB GL 25(5)(d)																																																			
3.10: Túl rövid minimális időtartam egymást követő aktiválások között	EB GL 25(5)(d)	11. Mi a legrövidebb és a leghosszabb minimális időtartam (percekben) a deaktiválási időszak vége és a következő aktiválás között helyi vagy szabványos és egyedi aFRR és mFRR kiegyenlítő szabályozási energia termékek esetében?	<p>A helyi termékek vonatkozásában aFRR esetén 2 másodperces ciklusidővel bármilyen aktiválás érkezhethet, helyi mFRR esetén minimum 12,5 perc, maximum nincs.</p> <p>A szabványos termékek bevezetésével aFRR esetén 2 másodperces ciklusidővel bármilyen aktiválás érkezhethet, mFRR esetén ajánlatfüggő, leállást követően leghamarabb 2,5 perc múlva kaphat újabb aktiválást, de az aktiválások átfedésben is lehetnek (folytonos aktiválás).</p>																																																	

NAP = Not applicable

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok																												
3.11: Hosszú beszerzési idő és hosszú kiegyenlítő szabályozási kapacitás lekötési szerződések	EMDR 6(9), 6(10)	12. A szabályozó hatóság hozott-e döntést az alábbiakban: a. az EMDR 6 (9) cikkének megfelelően a szabályozási hatóság engedélyezett-e eltérést a kiegyenlítő szabályozási kapacitásra vonatkozó szerződés megkötése és a kiegyenlítő szabályozási kapacitás nyújtása közötti napi időtartamra, b. az EMDR 6 (9) cikkének megfelelően a szabályozási hatóság engedélyezett-e eltérést a hosszabb szerződéskötési időszakokra vonatkozóan (70/30, 60/40), c. az EMDR 6 (10) cikkének megfelelően a szabályozási hatóság engedélyezett-e további meghosszabbított mentességet a kiegyenlítő szabályozási kapacitás napi beszerzésére vonatkozóan?	A MEKH a 2026-2027 évekre az alábbi döntéseket hozta: <ul style="list-style-type: none">• kapacitásbeszerzés legfeljebb negyedéves előretartással lehetséges,• FCR-aFRR-mFRR termékekre a beszerzett kapacitás legfeljebb 60%-a lehetséges napinál hosszabb időtávon																												
		13. Milyen arányban oszlik meg a kapacitások beszerzése az alábbi időtávokon a tartalék típusokra és kiegyenlítő szabályozási kapacitás termékekre (helyi, szabványos, egyedi) vonatkozóan: a. 1 nap vagy kevesebb (napi tender) b. 1 nap és 1 hét között (heti tender) c. 1 hét és 1 hónap között (havi tender) d. 1 hónap és 1 év között (éves tender) e. 1 év felett (éves tendernél nagyobb)	A helyi termékek beszerzése az alábbiak szerinti oszlott meg a 2025. május 1 – 2026. április 30. közötti időszakban: <table><tr><td></td><td>FCR</td><td>aFRR</td><td>mFRR</td></tr><tr><td>többséves</td><td>0%</td><td>0%</td><td>0%</td></tr><tr><td>éves</td><td>0%</td><td>0%</td><td>0%</td></tr><tr><td>havi</td><td>61,4%</td><td>62,3%</td><td>0%</td></tr><tr><td>heti</td><td>0%</td><td>0%</td><td>0%</td></tr><tr><td>napi</td><td>38,6%</td><td>31,8%</td><td>99,8%</td></tr><tr><td>napon belüli</td><td>0%</td><td>5,9%</td><td>0,2%</td></tr></table>		FCR	aFRR	mFRR	többséves	0%	0%	0%	éves	0%	0%	0%	havi	61,4%	62,3%	0%	heti	0%	0%	0%	napi	38,6%	31,8%	99,8%	napon belüli	0%	5,9%	0,2%
			FCR	aFRR	mFRR																										
többséves	0%	0%	0%																												
éves	0%	0%	0%																												
havi	61,4%	62,3%	0%																												
heti	0%	0%	0%																												
napi	38,6%	31,8%	99,8%																												
napon belüli	0%	5,9%	0,2%																												
14. Milyen arányban oszlik meg a kapacitások lekötése az alábbi időtávokon a tartalékok a tartalék típusokra és kiegyenlítő szabályozási kapacitás termékekre (helyi, szabványos, egyedi) vonatkozóan: a. 1 nap vagy kevesebb (napi lekötés) b. 1 nap és 1 hét között (heti lekötés) c. 1 hét és 1 hónap között (havi lekötés) d. 1 hónap és 1 év között (éves lekötés) e. 1 év felett (éves lekötésnél hosszabb)	A helyi termékek lekötése az alábbiak szerinti oszlott meg a 2025. május 1 – 2026. április 30. közötti időszakban: <table><tr><td></td><td>FCR</td><td>aFRR</td><td>mFRR</td></tr><tr><td>többséves</td><td>0%</td><td>0%</td><td>0%</td></tr><tr><td>éves</td><td>0%</td><td>0%</td><td>0%</td></tr><tr><td>havi</td><td>61,4%</td><td>63,2%</td><td>0%</td></tr><tr><td>heti</td><td>0%</td><td>0%</td><td>0%</td></tr><tr><td>napi</td><td>38,6%</td><td>31,8%</td><td>99,8%</td></tr><tr><td>napon belüli</td><td>0%</td><td>5,9%</td><td>0,2%</td></tr></table>		FCR	aFRR	mFRR	többséves	0%	0%	0%	éves	0%	0%	0%	havi	61,4%	63,2%	0%	heti	0%	0%	0%	napi	38,6%	31,8%	99,8%	napon belüli	0%	5,9%	0,2%		
	FCR	aFRR	mFRR																												
többséves	0%	0%	0%																												
éves	0%	0%	0%																												
havi	61,4%	63,2%	0%																												
heti	0%	0%	0%																												
napi	38,6%	31,8%	99,8%																												
napon belüli	0%	5,9%	0,2%																												

6.1.4. A szűkületkezelés biztosítására vonatkozó korlátozó követelmények

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
4.1: A piaci alapú TSO szűkületkezelés indokolatlan hiánya	EMDR 13(1), 13(2), 13(3)	1. A TSO által alkalmazott szűkületkezelési eljárások bemutatása fizikai szűkületek kezelésére. Amennyiben a TSO teherújraosztást alkalmaz az átviteli hálózati fizikai szűkületek kezelésére, azok típusai (piaci, nem piaci, ezek kombinációja), és információ arra vonatkozóan, hogy melyik típus mikor kerül alkalmazásra.	<p>Amennyiben a villamosenergia-rendszer normál üzemében olyan üzemállapot lép fel, mely során egyes hálózati eleme(ke)n a teljesítményáramlás meghaladja a hálózati elem átteresztőképességét (szűk keresztmetszet alakul ki), a rendszerirányító jogosult az alegységek operatív (piaci) menetrendjeinek módosítására (rendszerirányítói menetrendmódosítás). A TSO az ún. RIR szolgáltatást az alábbi célokra veszi igénybe:</p> <ul style="list-style-type: none"> • szabályozási területen belüli szűk keresztmetszet-kezelés, • kétoldalú határkeresztező vonatkozású szűk keresztmetszet-kezelés, • többoldalú határkeresztező vonatkozású szűk keresztmetszet-kezelés (MRA: Multilateral Remedial Action), • kiegyenlítő szabályozási tartalékhány kezelés, • kiegyenlítő szabályozás támogatása (vészeljárás), • nemzetközi kisegítés nyújtása, • üzemzavar utáni rendszerhelyreállítás támogatása. <p>A RIR szolgáltatás egy alegység szintű szolgáltatás, szemben az FRR és FCR piacokkal, mivel így az utasításkiadás során lehetősége van a rendszerirányítónak az adott entitás lokációját is figyelembe venni, mely kiemelten fontos hálózati szűk keresztmetszet-kezelés során.</p> <p>A TSO a RIR szolgáltatás beszerzésére keretszerződést köt, lekötés nincs. Az igénybevétel az éves keretszerződés alapján napi rendszerességgel, kötelező RIR-energiadíj (és indítási költség) ajánlatadás után, a rendelkezésre álló mennyiség és a rendszer igényei szerint a műszakilag alkalmas egységek közül az ársorrend figyelembevételével történik. A RIR szolgáltatásra történő igénybevételért a TSO energiadíjat és ugyanazon RIR utasítással érintett egybefüggő időszakokként – amennyiben az utasítással érintett alegység akkreditációja szerinti „indítási idő” meghaladja a negyedórát és az utasítással érintett egybefüggő időszak első negyedórájára az alegység nem rendelkezik nullától eltérő piaci menetrenddel – indítási költséget fizet. A keretszerződésben meghatározott energiadíj- és indítási költségmaximumhoz képest a RIR szolgáltató a napi ajánlatadás során csak alacsonyabb és indokolt költségeihez igazodó ajánlatot jogosult adni, a RIR ajánlat szerinti árak az indokolt költséget meghaladó része hatálytalan, amit a MEKH ellenőriz.</p>

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
4.1: A piaci alapú TSO szűkületek kezelés indokolatlan hiánya		2. Amennyiben egy TSO nem piaci alapú teher-úraelosztást alkalmaz, annak okai: a. nincs piaci alapú alternatíva b. minden piaci alapú forrás kimerítésre került c. lokációfüggő igény esetén a helyileg rendelkezésre álló termelői, tárolói és fogyasztói források száma túl alacsony a hatékony versenyhez d. a jelenlegi hálózati helyzet olyan rendszeres és kiszámítható módon vezet szűkülethez, hogy a piaci alapú teher-úraelosztás rendszeres stratégiai ajánlattételhez vezetne, ami növelné a belső szűkületek mértékét, és az érintett tagállam intézkedési tervet fogadott el szűkület feloldására e. a jelenlegi hálózati helyzet olyan rendszeres és kiszámítható módon okoz szűkület, hogy a piaci alapú teher-úraelosztás rendszeres stratégiai ajánlattételhez vezetne, ami növelné belső szűkületek mértékét, és az érintett tagállam biztosítja, hogy az övezetközi kereskedelemhez rendelkezésre álló minimális kapacitás megfeleljen az EMDR 16. cikk (8) bekezdésének f. egyéb (magyarázattal)	Nem alkalmazott nem piaci alapú teher-úraelosztás.
		3. Amennyiben egy TSO nem piaci alapú teher-úraelosztást alkalmaz, annak magyarázata, hogy ez az eljárás csak a fizikai szűkületek feloldására vonatkozik-e a hálózat bizonyos területein vagy feszültség szintjein, bizonyos szűkületek kezelési termékekre vonatkozik-e, bizonyos típusú rendszerhasználókra vagy technológiákra vonatkozik-e, adott időszakokra vagy más kritériumokra vonatkozik-e.	Nem alkalmazott nem piaci alapú teher-úraelosztás.
		4. Amennyiben egy TSO nem piaci alapú teher-úraelosztást alkalmaz, a folyamat egyes lépéseinek magyarázata: a. felhívás: kik kerülnek felhívásra b. értékelés: értékelés módszertana, terjedelme, értékelő c. érintettek bevonása: hogyan történik az érintettek bevonása d. döntés: ki hagyja jóvá a piaci alapú beszerzéstől való eltérést	Nem alkalmazott nem piaci alapú teher-úraelosztás.
		5. Amennyiben egy TSO nem piaci alapú teher-úraelosztást alkalmaz, az újraértékelés folyamata során milyen okok mellett válik indokolatlanná a nem piaci alapú teher-úraelosztás alkalmazása?	Nem alkalmazott nem piaci alapú teher-úraelosztás.

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
4.1: A piaci alapú TSO szűkületkezelés indokolatlan hiánya		6. Ha egy TSO esetében nincs jóváhagyott eltérés a piaci alapú teher-újraelosztástól, van-e valamilyen elsődleges vagy másodlagos jogszabály, amelynek jóváhagyása/hatályba lépése elengedhetetlen ahhoz, hogy a TSO piaci alapú mechanizmus alapján tudja a teher-újraelosztást alkalmazni?	Nem alkalmazott nem piaci alapú teher-újraelosztás.
4.2: A piaci alapú DSO szűkületkezelés indokolatlan hiánya	EMDR 13(1), 13(2), 13(3) EMD 32(1)	7. Milyen szűkületkezelési eljárásokat alkalmaznak az egyes DSO-k: a. piaci alapú teher-újraelosztás, b. nem piaci alapú szűkületkezelési eljárások (pl. nem piaci alapú teher-újraelosztás, rugalmas hálózati csatlakozások, megszakítható hálózati tarifa, stb.) és/vagy c. egyéb eljárások (magyarázattal), kivétel a hálózattfelújítás és -bővítés, vagy a TSO felkérése a szűkület feloldására.	<p>A meglévő hagyományos eszközök (hálózatépítés, kapacitásbővítés) mellett a DSO rugalmas csatlakozási szerződést, elosztói rugalmassági szolgáltatást és nem piaci alapú teher-újraelosztást is igénybe vehet.</p> <p>Rugalmas csatlakozási szerződés: Amennyiben a szűkület kezelése biztosítható rugalmas hálózati csatlakozási szerződéssel rendelkező rendszerhasználó igénybevétele, akkor ezen igénybevitel alkalmazása az első opció. Új csatlakozás vagy teljesítménybővítés esetén kerülhet a rendszerhasználó számára felajánlásra a rugalmas hálózati csatlakozás lehetősége, a rendszerhasználó pedig dönthet úgy, hogy nem fogadja el. A rugalmas hálózati csatlakozás gyorsabb vagy olcsóbb csatlakozást tehet lehetővé a rendszerhasználó számára. A rugalmas hálózati csatlakozási szerződésben megfogalmazott korlátozási feltételek végrehajtásáért a rendszerhasználót nem illet meg pénzügyi ellentételezés, de a rugalmas csatlakozási szerződés megléte nem zárja ki az elosztói rugalmassági piacon való részvételt, valamint a nem piaci teher-újraelosztásba történő bevonást.</p> <p>Elosztói rugalmassági szolgáltatás: A DSO az elosztói rugalmassági szolgáltatásokat piaci alapú eljárásokkal összhangban szerzi be, veszi igénybe és számolja el. A szolgáltatás beszerzése történhet már üzemelő, vagy az elosztóhálózathoz újonnan csatlakozó termelőktől, villamosenergia-tárolóktól, és a keresletoldali szabályozásra alkalmas felhasználói berendezést üzemeltetőktől, vagy azok képességeit aggregáló szereplőktől.</p> <p>Nem piaci alapú teher-újraelosztás: A piaci eljárások keretében beszerzett szűkületkezelésnek elsőbbsége van, nem piaci alapú teher-újraelosztást csak meghatározott esetekben alkalmazhat az elosztói engedélyes.</p>

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
4.2: A piaci alapú DSO szűkületkezelés indokolatlan hiánya		8. Amennyiben egy DSO nem piaci alapú teher-újraelosztást alkalmaz, annak okai: a. a piaci alapú beszerzés gazdaságilag nem hatékony b. a piaci alapú beszerzés súlyos piaci torzulásokhoz vezetne c. a piaci alapú beszerzés nagyobb szűkületekhez vezetne d. egyéb (magyarázattal)	Az elosztói engedélyes két esetben alkalmaz nem piaci alapú teher-újraelosztást: 1. Amennyiben a piaci eljárás eredménytelen. 2. Amennyiben a VET 32/B. § szerinti jelentésben foglaltak alapján a MEKH megállapítja, hogy az elosztói rugalmassági szolgáltatások piaci alapú eljárás keretében történő beszerzése gazdaságilag nem hatékony, vagy az említett beszerzés súlyos piaci torzulásokhoz vagy a szűk keresztmetszet súlyosbodásához vezetne, és ennek eredményeként az adott elosztói engedélyest mentesíti az elosztói rugalmassági szolgáltatások piaci eljárás alapján történő beszerzése alól.
		9. Amennyiben egy DSO nem piaci alapú szűkületkezelést alkalmaz, annak magyarázata, hogy ez az eljárás csak a fizikai szűkületek feloldására vonatkozik-e a hálózat bizonyos területein vagy feszültségintjein, bizonyos szűkületkezelési termékekre vonatkozik-e, bizonyos típusú rendszerhasználókra vagy technológiákra vonatkozik-e, adott időszakokra vagy más kritériumokra vonatkozik-e.	Nem piaci alapú teher-újraelosztásba minden, az elosztói engedélyes hálózatára csatlakozó villamosenergia-tároló, termelőegység és keresletoldali szabályozásra alkalmas felhasználói berendezés bevonható. A nem piaci teher-újraelosztásba bevont rendszerhasználók esetében elvárás a lehető legkisebb mértékű korlátozás és az egyenlő bánásmód biztosítása. Amennyiben egy DSO nem piaci alapon teher-újraelosztást alkalmaz, akkor azonos műszaki és gazdasági feltételek mellett elsősorban azon termelőegységeket veszi igénybe, melyek nem nyújtanak rendszerszintű szolgáltatásokat. A nem piaci alapú teher-újraelosztás esetén nincsenek olyan egyedi rendelkezések, ami miatt csak bizonyos szűkületkezelési termékek esetén lenne alkalmazható. Amennyiben nem piaci teher-újraelosztás piaci eljárás eredménytelensége miatt kerül alkalmazásra, akkor a nem piaci teher-újraelosztást a piaci eljárás során megjelölt szűkületi zónában és időszakban alkalmazza az elosztó. Amennyiben MEKH döntés értelmében kerül nem piaci teher-újraelosztás alkalmazásra, akkor a mentesítés időtartama alatt az elosztói engedélyes hálózatán a zavartalan és biztonságos működtetés biztosítása, az üzemvitel hatékonyabbá tétele, és a folyamatos villamosenergia-ellátás minőségének fenntartása érdekében alkalmazható a nem piaci alapú teher-újraelosztás.

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
4.2: A piaci alapú DSO szűkületkezelés indokolatlan hiánya		10. Amennyiben egy DSO nem piaci alapú szűkületkezelést alkalmaz, a folyamat egyes lépéseinek magyarázata: a. felhívás: kik kerülnek felhívásra b. értékelés: értékelés módszertana, terjedelme, értékelő c. érintettek bevonása: hogyan történik az érintettek bevonása d. döntés: ki hagyja jóvá a piaci alapú beszerzéstől való eltérést	<p>Amennyiben a piaci eljárás eredménytelensége miatt kerül alkalmazásra nem piaci teher-újraelosztás, akkor az elosztói engedélyes dokumentálja az eljárás eredménytelenségét és dönt a nem piaci teher-újraelosztás alkalmazásáról. Amennyiben az elosztó által benyújtott jelentés alapján a MEKH megállapítja, hogy az elosztói rugalmassági szolgáltatások piaci alapú eljárás keretében történő beszerzése gazdaságilag nem hatékony, vagy az említett beszerzés súlyos piaci torzulásokhoz vagy a szűk keresztmetszet súlyosbodásához vezetne, akkor a MEKH hagyja jóvá a piaci alapú beszerzéstől való eltérést.</p> <p>A jelenleg érvényben lévő rendelkezések alapján a DSO a nem piaci teher-újraelosztásban történő igénybevitelről előzetesen tájékoztatja a rendszerhasználót (középfeszültségű hálózatra csatlakozó termelőegység esetében 30, nagyfeszültségű hálózatra csatlakozó termelőegység esetében 60 nappal előre).</p> <p>Nem piaci alapú teher-újraelosztás esetében a DSO a szükséges teher-újraelosztás mértékét, valamint bevonandó rendszerhasználók körét átlátható és megkülönböztetésmentes módon határozza meg. A döntéshez az alábbi szempontok alkalmazása szükséges:</p> <ul style="list-style-type: none"> • A termelőegységek egyenlő bánásmódban részesüljenek, egyik termelőegység se kerüljön aránytalanul sokszor vagy aránytalanul kevesebbszer igénybevitelre. • A hálózati hatásokat figyelembe véve a lehető legkisebb mértékű korlátozás kerüljön alkalmazásra. • A termelőegységek igénybevételekor az éves energiatermelés 5%-ánál nagyobb mértékben lehetőleg ne kerüljön korlátozásra egyik termelőegység sem. • Amennyiben az Előzetes Kiválasztási Eljárás eredménye alapján a kiegyenlítő szabályozási kapacitás és energia mennyisége nem lenne elégséges a beszerezni kívánt valamely kiegyenlítő szabályozási szolgáltatás-termékhez, akkor a DSO időjárásfüggőnek nem minősülő erőműegység tekintetében nem piaci teher-újraelosztást nem rendelhet el.
		11. Amennyiben egy DSO nem piaci alapú teher-újraelosztást alkalmaz, azon folyamat kifejtése, amelynek során újraértékelik, hogy a nem piaci alapú teher-újraelosztás alkalmazásának indokai továbbra is fennállnak-e?	Nincs ilyen folyamat.

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
4.2: A piaci alapú DSO szűkületkezelés indokolatlan hiánya		12. Ha egy DSO esetében nincs jóváhagyva, hogy eltérhet a piaci alapú szűkületkezeléstől, van-e valamilyen elsődleges vagy másodlagos jogszabály, amelynek jóváhagyása/hatályba lépése elengedhetetlen ahhoz, hogy a DSO piaci alapú mechanizmus alapján tudja a szűkületkezelési eljárásokat alkalmazni?	Nincs ilyen.
4.3.: A TSO/DSO szűkületkezelés helyi piacain fennálló korlátozások	EMDR 13(1), 13(2) EMD 32(1), 32(2)	13. Amennyiben piaci alapú TSO és/vagy DSO szűkületkezelési piacok működnek, fennállnak-e indokolatlan korlátozások a nem fosszilis rugalmas erőforrások és az új belépők részvételére vonatkozóan, például: a. korlátok a szolgáltatást nyújtó csoportok akkreditációja kapcsán (pl. ugyanazon szolgáltatást nyújtó csoport alatt a termelés/fogyasztás/tárolás aggregálása nem engedélyezett, különböző egységek/erőforrások aggregálásának lokációhoz vagy csatlakozási feszültségshinthez kötött korlátozásai, az eltérő típusú egységeket/erőforrásokat kombináló létesítményekre vonatkozó korlátozások, például a fogyasztás vagy termelés tárolással való kombinálása, az aggregátorok portfóliókezelésére vonatkozó indokolatlan vagy aránytalan korlátozások, a termék követelményei által nem indokolt ellenőrzési/tesztelési követelmények stb.) b. termék vagy piaci struktúrából adódó követelmények miatti korlátozások (például a szűkületkezelési ajánlatok hosszú érvényességi ideje, a növekvő kereslet oldali válasz nem engedélyezett, hosszú beszerzési és lekötési idő stb.) c. indokolatlan vagy aránytalan korlátozások azokra az erőforrásokra vonatkozóan, amelyek hálózati hozzáférése korlátozott, például a rugalmas csatlakozási szerződéssel csatlakozók d. egyéb (magyarázattal)	TSO szűkületkezelési piacok esetén: a. RIR szolgáltatást minden 5 MW feletti FCR-re vagy FRR-re akkreditált alegység köteles nyújtani, de külön akkreditációs termék nincs. b. Nincsenek ilyen korlátozások. c. Nincsenek ilyen korlátozások. d. - DSO szűkületkezelési piacok esetén: a. Akkreditációt illetően nincsnek ilyen korlátozások. b. Nincsenek ilyen korlátozások. c. Nincsenek ilyen korlátozások. A rugalmas csatlakozás nem zárja ki azt, hogy az ilyen módon csatlakozó rendszerhasználó elosztói rugalmassági szolgáltatást nyújtson. d. -

6.1.5. Bonyolult, hosszadalmas és diszkriminatív adminisztratív követelmények

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
5.1: Nem hatékony hálózati csatlakozási eljárások	RED 16.cikk EMD 31(3a) A Bizottság (EU) 2024/1343 ajánlásának 3. és 5. paragrafusa	1. A saját célra termelő megújuló erőművek, az energiatároló létesítmények (a fogyasztásmérő előtti és utáni, beleértve a hibrid energiatárolókat is) és a hőszivattyúk telepítésére vonatkozó hálózati csatlakozási engedély megszerzésére vonatkozó eljárások tekintetében: a. Az eljárásokkal kapcsolatos információk online elérhetők? b. Az eljárások teljes egészében elektronikus formában lebonyolíthatók? c. Az eljárások párhuzamosan folyhatnak-e más szükséges engedélyezési folyamatokkal, hogy felgyorsítsák a teljes engedélyezési folyamatot? d. Vannak-e egyértelműen meghatározott határidők az eljárások minden lépésére vonatkozóan?	A MAVIR esetén a hálózati csatlakozási engedély alatt a műszaki gazdasági tájékoztatót (MGT) értjük. a. Igen, a vonatkozó jogszabályok, szabályzatok, igénybejelentő nyomtatványok online elérhetőek, ezek rögzítik az eljárás folyamatlépéseit, a határidőket, a főbb dokumentumokat. b. Igen. c. Nem, pl. a MEKH erőművi engedélyezési folyamat az MGT előtt, ill. önmagában az MGT birtokában sem indítható még el. Ennek oka, hogy az MGT után elkészítendő csatlakozási terv jóváhagyása után köthető meg a hálózati csatlakozási szerződés, ami szükséges a MEKH engedélyeztetési eljáráshoz. d. Igen: <ul style="list-style-type: none"> a VET Vhr. 2.5-2.7 (2. számú melléklet a 273/2007. (X. 19.) Korm. Rendelethez – Villamos hálózati csatlakozási és hálózathasználati szabályzat), és az Üzemi szabályzat 5.1.10. (5.1 Csatlakozási előírások) tartalmazza ezeket a határidőket. A DSO-k esetén: a. Igen. b. Igen. c. Nem. d. Igen: <ul style="list-style-type: none"> az Elosztói szabályzat 8.1.1.1 (8.1.1 Csatlakozás), és az Elosztói szabályzat 6/A melléklet (Kiserőművek elosztóhálózati csatlakozásának műszaki feltételei) 5. pontja tartalmazza a határidőket.
	RED 17.cikk	2. Alkalmazzák-e a DSO-k a hálózati csatlakozásokra vonatkozóan a RED 17. cikkével összhangban az egyszerű értesítésre irányuló eljárást?	E.ON: Igen. MVM: Igen. OPUS: Az OPUS elektronikus igénybejelentési felületet egyelőre nem üzemeltet (az új bekapcsolás és HMKE elektronikus igénykezelés fejlesztése DIMOP/vagy saját forrásból 2027-ben indulhat, és 2027 év végére fejeződhet be). 10,8 kW-os igényig az ügykezelés a GSZ VI. alapján 15 napos határidőn belül történik, 10,8 kW – és 50 kW között pedig 30 napos válaszadási határidővel.

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
5.1: Nem hatékony hálózati csatlakozási eljárások	EMDR 50(4a) EMD 31(3) A Bizottság (EU) 2024/1343 ajánlásának 3. és 5. paragrafusa	3. A rendszerüzemeltetők közzéteszik-e online a csatlakozásokra rendelkezésre álló hálózati kapacitásra vonatkozó naprakész információkat?	A csatlakozásra alkalmas csomópontok listája a MAVIR honlapján elérhető, a rendelkezésre álló hálózati kapacitások jelenleg nem kerülnek közzétételre, folyamatban van a módszertan és adatstruktúra kialakítása. A DSO-k NAF/KÖF alállomás szinten táblázatos formátumban publikálják a szabad kapacitásokat a saját honlapjukon. Ezt a táblázatot 3 havonta frissítik. Emellett elindult a Capacitypedia TSO-DSO Cooperation Platform , az ENTSO-E és a DSO Entity közös platformja, ahol tagállami szinten tudják a TSO-k és DSO-k publikálni a szabad hálózati kapacitásokat. A jelentés jóváhagyásának időpontjában valamennyi DSO csatlakozott ehhez a publikációs platformhoz. A MAVIR a publikáció előkészítése után adja meg a platformra is a megfelelő információkat.
	A Bizottság (EU) 2024/1343 ajánlásának 3. és 5. paragrafusa	4. Vannak-e olyan intézkedések, amelyek egyszerűsítik a hálózati csatlakozási eljárásokat saját célra termelő megújuló erőművek, az elektromos járművek töltőállomásai, valamint a megújuló energiaforrásokból származó villamosenergia-termelés és -tárolás esetében, amelyek megújuló és helyi energiaközösségek tulajdonában vannak?	Kizárólag a többlet betáplálási teljesítményt nem igénylő saját célra termelők esetén van ilyen intézkedés, melynek keretében a saját célra termelők a kapacitáspályázati eljáráson kívül, bármikor adhatnak be igénybejelentést, elindítva ezzel a csatlakozási folyamatot.

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
5.2.: Aránytalan eljárások és követelmények a piacra jutás tekintetében	N/A	<p>5. A nagykereskedelmi villamosenergia-piacokra és a szűkületkezelési helyi piacokra való belépéshez szükséges eljárások és követelmények tekintetében:</p> <p>a. a hálózatokhoz való hozzáférés vonatkozásában fennáll-e bármilyen potenciálisan indokolatlan különbség az új belépők és a kisebb szereplők (aggregátorok, energiatároló üzemeltetők, energiaközösségek), ill. a hagyományos piaci szereplőkre vonatkozó eljárások vagy követelmények esetén,</p> <p>b. vannak-e olyan hozzáférési szabályok melyek a kisebb szereplők számára tervezettek (pl. alternatív biztosítéki megállapodások, csökkentett infrastrukturális követelmények, arányos piaci hozzáférési díjak)</p>	<p>A rendszerhasználók tekintetében, függetlenül attól, hogy aggregálásban érintett szereplők, független aggregátorok, energiatároló üzemeltetők, energiaközösségek nincsen különbség a hálózati hozzáférés vonatkozásában.</p> <p>Feszültség szint és betáplálási igény szerint van különbség a csatlakozási eljárások esetén:</p> <ul style="list-style-type: none"> kisfeszültségű elosztóhálózatra betáplálási céllal villamosenergia-tároló és legfeljebb 50 kVA csatlakozási teljesítményű erőmű csatlakoztatható, nagy- és közepfeszültségű hálózatra történő termelői csatlakozás – a VET 80/A. § szerinti villamosenergia-rendszer üzemét lényegesen befolyásoló erőművek és a villamosműhöz betáplálási teljesítmény nélkül csatlakozó erőművek kivételével – a VET 35/A. § szerinti közép- és nagyfeszültségű hálózatokon elérhető szabad kapacitások kiosztására irányuló pályázati kiírás keretében történik, a VET 80/A. § szerinti villamosenergia-rendszer üzemét lényegesen befolyásoló erőművek és a villamosműhöz betáplálási teljesítmény nélkül csatlakozó erőművek (visszwattos erőművek, vagy többlet betáplálási kapacitás nélkül csatlakozó erőművek) a kapacitáspályázati eljárásokon kívül kerülnek elbírálásra. <p>A VET Vhr. 5. § (6c)-(6m) pontjai értelmében a háztartási méretű kiserőművek a kisfeszültségű transzformátorok zárolt áramköreiben a zárolás feloldásáig nem táplálhatnak be, ez a csatlakozást magát nem lehetetleníti el (visszwatt védelem mellett a csatlakozás megengedett). A zárolás mielőbbi feloldására intézkedési tervek kidolgozásával az elosztói engedélyesek kötelezettek, a zárolás feloldása után az igénybejelentőket vagy a visszwatt védelemmel csatlakozott HMKE-k értesítik.</p> <p>A csatlakozási díjak mértéke a 13/2025. (VII.31). MEKH rendeletben szabályozott, biztosítva az arányos hozzáférési díjakat a különböző piaci szereplők számára.</p>

6.1.6. A rendszerüzemeltetők számára hiányoznak-e a szabályozási ösztönzők a vezetékek nélküli alternatívák mérlegelésére

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
6.1.: A rendszerüzemeltetők számára a vezetékek nélküli alternatívák mérlegelésére vonatkozó követelmények és ösztönzők hiánya	EMD 31(7), 32(1), 40(5) EMDR 13(1), 13(2)	1. Az érvényes szabályozási keret biztosítja-e, hogy a TSO-k és a DSO-k képesek legyenek a rendszer hatékony és biztonságos működéséhez szükséges termelői, fogyasztói és tárolói (piaci és nem piaci alapú) rugalmassági szolgáltatásokat – ideértve a szűkületkezelést is – igénybe venni a területükön? Amennyiben nem, annak indoklása.	TSO: Igen, az Üzemi Szabályzat és a Kereskedelmi Szabályzat részletszabályai alapján a rendszerirányítói menetrend-módosítás szabályozási keretei rendelkezésre állnak, a szűkületkezelésre igénybevehető szolgáltatások és azok sorrendje és elszámolása szabályozott. DSO: Igen, a magasabb rendű szabályok lefektetésre kerültek a VET-ben (32/A.§), a részletszabályokat pedig az Elosztói szabályzat 6. fejezete, valamint a 26. sz. melléklet tartalmazza.
	EMD 32(1), 32(3) 51(3)	2. Van-e jogi vagy szabályozási követelmény arra vonatkozóan, hogy a TSO-k és a DSO-k a hálózatfejlesztési tervek elkészítésekor a hálózatfejlesztés alternatívájaként értékeljék a rugalmassági szolgáltatások beszerzését? Amennyiben igen, a követelmények kifejtése (például bizonyos típusú hálózatbővítésre vonatkoznak-e, egy bizonyos küszöbérték feletti beruházásokra vonatkoznak-e, értékelés típusa, értékelési szempontok stb.)	A 132 kV és afeletti fejlesztések esetében a VET és az Üzemi Szabályzat szerint szükséges minden alternatív beavatkozási lehetőséget (például topológia, rugalmasság) megvizsgálni és bemutatni a hálózatfejlesztési tervben az egyes beruházások kapcsán. A részletszabályokat tekintve a 132 kV-os és nagyobb feszültségű hálózat tervezésének alapelve az n-1 elv teljesítése. Jelenleg az Üzemi Szabályzat „Irányelv a 132 kV-os és nagyobb feszültségű hálózatok fejlesztésének tervezésére” című melléklete alapján a kiesések hatásának meghatározásakor figyelembe lehet venni azokat az üzemviteli időben nagy valószínűséggel rendelkezésre álló operatív hálózati beavatkozási lehetőségeket, amelyekkel a kiesések kedvezőtlen hatása mérsékelhető vagy megszüntethető, ezek közé tartozik az elosztóhálózatra csatlakozó rendszerhasználók elosztói rugalmassági szolgáltatása és az elosztóhálózati engedélyes nem piaci alapú teher-újraelosztása. Az elosztóhálózati engedélyesek megadják, hogy a fenti operatív beavatkozási lehetőségek mely vezetéseiket érintik és ezeket milyen terhelhetőség-változásokkal kell figyelembe venni a hálózatfejlesztési tervben. Az átviteli rendszerirányító a beavatkozásokat nem modellezi, hanem azokat tudomásul veszi, megnövelt 132 kV-os távvezeték-túlterhelhetőséggel. Az elosztói rugalmassági szolgáltatás és az elosztóhálózati engedélyes nem piaci alapú teher-újraelosztása nem vehető igénybe átviteli berendezések terheléscsökkentése céljából. Az elosztói rugalmassági szolgáltatásba és az elosztóhálózati engedélyes nem piaci alapú teher-újraelosztásába nem lehet beleértetni átviteli hálózatra csatlakozó erőművel történő rendszerkiegénylítést. Az elosztóhálózati engedélyes nem modellezi a rugalmassági szolgáltatás és az elosztóhálózati engedélyes nem piaci alapú

			teher-újraelosztása alkalmazása miatt szükséges rendszerkiegénylítés.
Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
6.1.: A rendszerüzemeltetők számára a vezetékek nélküli alternatívák mérlegelésére vonatkozó követelmények és ösztönzők hiánya			<p>A Hálózatfejlesztési Terv készítése során a túlterhelődő hálózati ágak esetén a beruházásgeneráló hatást a túlterhelődés mértéke és ún. gyakorisági indikátorok teljesülése határozza meg. A túlterhelődési mérték és a gyakorisági indikátorok ismeretében amennyiben a túlterhelődés nem haladja meg az operatív beavatkozás alkalmazására megengedett maximális megengedett mértéket, akkor nem történik javaslattevő hálózatfejlesztési beavatkozásra, az operatív időtávú teher-újraelosztás így – alternatívaként – része a hálózatfejlesztésnek.</p> <p>A DSO hálózatfejlesztési terv (középfeszültség) jogszabályi kialakítása (MEKH rendelet, ellátási szabályzatok) jelenleg folyamatban van. A hatályos szabályozás alapján, a VET értelmében a rugalmassági szolgáltatások beszerzését az elosztóhálózatfejlesztési tervével összhangban kell meghatározni. Ezen felül az ESZ 16.3 rendelkezik arról, hogy az elosztóhálózatok fejlesztésének tervezésénél elosztói rugalmassági szolgáltatások beszerzését is figyelembe lehet venni a legkisebb költség elvével összhangban. Ehhez kapcsolódóan kiegészítő információk is tartalmaz az ESZ a főelosztóhálózatra és a középfeszültségű hálózatra vonatkozóan:</p> <p>Főelosztóhálózat esetén az n-1 elv úgyis teljesíthető, hogy egy rendszerelem kiesése esetén az elosztói engedélyes elosztói rugalmassági szolgáltatásokat szerez be.</p> <p>Középfeszültségű hálózat esetén az egyszeres hibák esetén a folyamatos energiaellátás nem biztosítható, ilyen üzemállapotokban a vezetékek tartós túlterhelésének és a feszültség határok túllépésének megszüntetését az elosztói rugalmassági szolgáltatás igénybevételel is lehet biztosítani.</p>
	EMDR 18(8) EMD 32(2), 40(6)	3. Az érvényes szabályozási keret biztosítja-e, hogy a TSO-k és a DSO-k indokolt költségként elismertessék a rugalmassági szolgáltatások beszerzését vagy a rendszer digitalizálásába történt beruházásokat (CAPEX és OPEX)?	Igen, a TSO és a DSO árszabályozása nem tesz különbséget a hagyományos, illetve a digitalizációs hálózatfejlesztések között (legfeljebb a CAPEX vs. OPEX közötti átsorolások szerint, vagy eseti utólagos korrekcióval).

Indikátor	Jogszabály	Kérdések	Válaszok
6.1.: A rendszerüzemeltetők számára a vezetékek nélküli alternatívák mérlegelésére vonatkozó követelmények és ösztönzők hiánya	EMDR 18(8) EMD 32(1)	4. Az érvényes szabályozási keret ösztönzi-e a TSO-kat és a DSO-kat a hálózatfejlesztés hatékony alternatívájaként: a. a termelői, fogyasztói és tárolói rugalmassági szolgáltatások igénybevétele (ideértve a szűkületkezelést is) területükön, b. az intelligens hálózatokba, hálózatoptimalizálásba és egyéb innovatív technológiákba (pl. aktív hálózatkezelés) történő befektetésre?	A rugalmassági szolgáltatások igénybevétele TSO és DSO esetén sem kifejezetten ösztönzött. A tartós, egyúttal időigényes és költséges hálózatfejlesztési megoldásokat jelenleg nem képesek teljes mértékben kiváltani az alternatív rugalmassági szolgáltatások, ugyanakkor képesek ideiglenes – pl. a csatlakozás korábbra hozatalát elősegítő – megoldásként funkcionálni. Az intelligens hálózatoptimalizálás alternatíva, amennyiben a legkisebb költség elvét teljesíti.
	NA	5. Amennyiben vannak ösztönzők, úgy: a. az ösztönzők típusai (költség keret, TOTEX megközelítés, költséghatékonysági célok, teljesítménycélok, jutalmazási/büntetési rendszerek, haszonmegosztási rendszerek stb.) b. az ösztönzők fő célja (pl. sandbox vagy pilot létrehozása, a rendszer megfigyelhetőségének és digitalizációjának növelése, a rendszer hatékony kihasználásának elősegítése, az egész rendszer hatékonyságának növelése, CAPEX-beli torzítás kezelése stb.) c. az ösztönzők bevezetésének éve d. az ösztönzők eddigi eredményeinek értékelése e. amennyiben a pozitív eredmények korlátozottak vagy hiányoznak, annak fő oka	Nincs külön ösztönző.

6.2. Összefoglalás

6.2.1.1. Az új belépők és kis szereplők piacra lépésének jogi akadályai

Az új szereplők főbb szerepeinek és felelősségeinek meghatározatlansága

Az aktív fogyasztókra, villamosenergia-tárolókra és energiaközösségekre vonatkozó fogalmak és szabályok az EMD átültetése során elsősorban a VET rendelkezéseiben kerültek rögzítésre. A VET módosítás reflektál a független aggregátorok előtt álló piaci és szabályozási akadályokra, a jogszabályi környezet fejlesztése céljából megállapításra kerülnek egyes alapvető felelősségi és elszámolási keretszabályok, valamint az aggregálásban részt vevő felhasználókat védő garanciák. Az aggregációs (cél)modellek meghatározásának előkészítése tovább támogatná a szerepek és felelősségi körök tisztázását.

A piaci hozzáférés korlátozása jogszabályi felhatalmazás hiányában

Az aggregátorok részvétele egyik piac vagy szolgáltatás vonatkozásában sem tiltott. Az egyes szereplők különböző piacokon és szolgáltatásokban való közvetlen részvétele kapcsán elmondható, hogy:

- alapvetően nem a szereplő típusától (háztartási, kereskedelmi, ipari felhasználó, tároló, termelő, energiaközösség) függ a különböző piacokon és szolgáltatásokban való részvétel, hanem azt az ajánlati méretek, valamint a szolgáltatások akkreditációs méret- és műszaki követelményei határozzák meg,
- a szervezett villamosenergia-piacok esetén 2024. január 1-től a VET 53. § alapján a felhasználó vételre irányuló, vagy a szervezett villamosenergia-piac által működtetett napon belüli és másnapi piacon vételre és eladásra irányuló, az aktív felhasználó pedig vételre és eladásra irányuló, a villamosenergia-kereskedő, a termelő, a villamosenergia-tárolói engedélyes, az aggregátor, az energiaközösség vételre és eladásra irányuló ügyleteket köthet, a legkisebb ajánlati méret 0,1 MW,
- a kiegyenlítő szabályozási szolgáltatások esetén az egyes szereplők tekintetében elmondható, hogy közvetlen részvételre csak az akkreditációs mérethatár és követelmények teljesítése esetén van lehetőség, FRR piacokra vonatkozóan egy utasított egységnél a szabályozási tartománynak minimum 5 MW-ot kell elérnie, felhasználói utasított egységnél 1 MW-ot, FCR-nél a minimálisan akkreditálható karakterisztika 1 MW, ugyanakkor az 1 MW alatti egységek akkreditálása is lehetséges bármely termékre aggregátoron keresztül, így az aktuális akkreditációs küszöb nem tekintendő valós piaci korlátnak a kisebb szereplők piaci részvételére nézve,
- a TSO szűkületkezelés a RIR szolgáltatás keretében valósul meg, ezt minden 5 MW feletti FCR-re vagy FRR-re akkreditált alegység köteles nyújtani, külön akkreditáció nincs,
- a DSO szűkületkezelési termék esetén szintén az akkreditációs követelmények határozzák/fogják meghatározni az önálló vagy aggregátoron/energiaközösségen keresztüli részvétel lehetőségét.

A végfelhasználói adatokhoz való hozzáférésre vonatkozó keret nem egyértelmű

A mérési és fogyasztási adatokhoz való hozzáférésre vonatkozó referenciamodell a VET 24.§ (5)-(9), VET 170.§ (2) 8. alapján átültetésre került, a VET felhatalmazás alapján az energiapolitikáért felelős szaktárca még nem publikált rendeletet.

Az energiatárolás és az elektromobilitás tulajdonjogának korlátozása

Hazánkban már üzemel néhány, az EMD 36. cikk (2) és 54. cikk (2) bekezdése szerinti, a szabályozó hatóság által jóváhagyott, teljes mértékben integrált hálózati elem: összesen 13 db elosztói és 1 db átviteli eszközként. A VET 3. § 61a. pontja definiálja a teljes mértékben integrált villamosenergia-tároló fogalmát. Ez alapján a teljes mértékben integrált villamosenergia-tároló az átviteli vagy az elosztóhálózatba integrált villamosenergia-tároló, amely használatának célja az átviteli vagy az elosztóhálózat biztonságos és megbízható működésének biztosítása, ide nem értve a kiegyenlítő szabályozást és a szűk keresztmetszet kezelését. A VET értelmében a hálózati engedélyesek a Hivatal

jóváhagyásával a hálózat biztonságos és megbízható működése céljából a legkisebb költség elve szerint létesíthetnek és működtethetnek a hálózat részét képező teljes mértékben integrált villamosenergia-tárolót. A Hivatal eljárásának részletes szabályait a VET Vhr. állapítja meg.

A másnapi és a napközbeni piacokon történő kereskedelem korlátozásai

A DA és ID szervezett villamosenergia-piac esetén a minimális ajánlati méret 0,1 MW(h), a kiegyenlítőenergia-elszámolási időszak 15 perc, nincs derogáció, nincs azonosított korlát.

6.2.1.2. A rugalmasság biztosítását elősegítő tényezők és ösztönzők hiánya

Megfelelő mérőrendszerek hiánya

Magyarország – az EU-s törekvésekkel és irányelvekkel összhangban – a keresletoldali rugalmasság, a tudatosabb energiafelhasználás, továbbá a megújuló energia integráció egyik alapköveként tekint az okosmérők elterjedésének elősegítésére és minél szélesebb körben történő alkalmazására. Ennek jegyében az elmúlt években több előremutató lépést is tett.

Törvényi szabályozásba kerültek az okosmérés létesítésének kötelező esetei az alábbiak szerint (VET Vhr. 14/B. § alapján):

- Az elosztó okosmérőt szerel fel a kifeszültségen 3×80 A vagy az alatti csatlakozással rendelkező felhasználó részére, ha a felhasználási helyen indirekt mérés vagy előre fizetős mérés kialakítására nem került sor, és
 - a) a felhasználási hely teljesítménye új felhasználási hely csatlakozása esetén eléri vagy meghaladja a 3×32 A-t, vagy
 - b) a felhasználási hely – az RHD rendelet szerinti külön mért felhasználói áramkör teljesítménye nélkül számított – teljesítménye a felhasználási hely teljesítménybővítése esetén eléri vagy meghaladja a 3×32 A-t, vagy
 - c) a felhasználási helyen háztartási méretű kiserőmű kerül a villamosenergia-hálózatra csatlakoztatásra, vagy
 - d) a felhasználási helyen meglévő háztartási méretű kiserőmű esetében a fogyasztásmérő-berendezés hitelesítési ideje lejárt (az elosztó legkésőbb 2025. január 31-ig okosmérőt szerel fel az e pontban foglaltaktól eltérően abban az esetben is, amennyiben a fogyasztásmérő-berendezés hitelesítési ideje még nem járt le)
 - e) a felhasználási helyen az RHD rendelet szerinti külön mért, nem vezérelt áramkör kerül kialakításra.
- Az elosztó a kifeszültségű hálózatról ellátott, 3×80 A vagy az alatti csatlakozással rendelkező felhasználási helyen a fogyasztásmérőt 1 éven belül okosmérőre cseréli, ha
 - a) a felhasználási helynek – az RHD rendelet szerinti külön mért felhasználói áramkör fogyasztása nélküli – az RHD rendelet szerinti kifeszültségű profilos elosztási díjjal elszámolt villamos energia fogyasztása az előző éves elszámolási időszakban elérte vagy meghaladta az 5000 kWh/év mennyiséget, és
 - b) a felhasználási helyen nincs indirekt vagy előre fizetős mérő felszerelve.
- A fenti bekezdések hatálya alá nem tartozó igénybejelentő vagy felhasználó is jogosult meghatározott díj megfizetése mellett az elosztótól okosmérő felszerelését igényelni, amelyet az köteles az igényléstől számított 4 hónapon belül felszerelni.

A fentiekén túl meghatározásra kerültek az okosmérőkkel szemben támasztott minimális követelmények, illetve az okos fogyasztásmérővel folyamatosan gyűjtendő adatok köre, amelyeket a MEKH által elfogadott, hatályos Elosztói szabályzat és annak mellékletei tartalmaznak. Továbbá a

fogyasztók számára online módon elérhetővé váltak az okosmérőkből származó mérési adatok a DSO-k által működtetett portálokon keresztül a minél tudatosabb fogyasztói viselkedés ösztönzésére.

Az okosmérés implementálását a tagállam főként az alábbi, uniós forrásokból megvalósuló támogatási programokon keresztül segítette elő, illetve támogatja a jövőben:

- A fizikai megvalósítás tekintetében 2018.03.04-én zárult Intelligens Hálózat Mintaprojekt keretében a DSO-k közreműködésével 22 438 db villamos okosmérő felszerelését abszolválta sikeresen a – derogációs kvótakiosztásból származó – támogatás felhasználásával, annak érdekében, hogy felmérje egy országos szintű okoshálózat létrehozásának lehetőségeit.
- A 2023-ban indított RRF (Recovery and Resilience Facility) 6.3.1-23-2023 „Okosmérés elterjesztése” című pályázat égisze alatt 290 680 db okosmérő felszereléséhez biztosított forrást a DSO-k számára.
- A fent említett projekt folytatásaként 2026. június 14-én zárult le a következő, RRF-6.7.1 „Okosmérés elterjesztése” elnevezésű pályázati kiírás társadalmi egyeztetése, amely további 947 368 db okosmérő felszerelését célozza meg 2030 végéig.

Figyelembe véve a tagállam háztartásainak ~ 4 milliós számát megállapítható, hogy a fenti projektek végrehajtása után is jelentős arányban maradnak fenn okosmérővel nem ellátott fogyasztók. Így az ebből adódó, a rugalmassági törekvéseket fékező piaci korlát felszámolása érdekében további célzott intézkedések is szükségessé válnak az okosmérők elterjedésének ösztönzésére, ez kiemelt eleme Magyarország Helyreállítási és Ellenállóképességi Tervének. Ezt támogatja a VET módosítás keretében a VET 45. § alapján az a rendelkezés, hogy hálózati engedélyesek új felhasználási helyen történő új csatlakozás esetén a Vhr.-ben meghatározott esetekben az adott felhasználási helyen okosmérőt szerelnek fel.

A fentiekén túl nagy- és közép feszültségre csatlakozó rendszerhasználók esetében gyakorlatilag teljeskörűen biztosított az idősoros mérés, mely a dinamikus rendszerhasználati díjtarifák, illetve kereskedelmi termékek alkalmazásának előfeltétele.

Árjelzések hiánya

Az okosmérésből kinyerhető információk tudatos használata és rugalmas fogyasztói viselkedés ösztönzése érdekében elindult a dinamikus tarifarendszer kialakítása. Ennek jegyében az okosmérővel rendelkező lakossági és üzleti kisfogyasztói ügyfelek számára 2025. január 1-jétől létrehozásra került a KIF IV. (kisfeszültségű okosmérős) idősor alapú díjszabás, ami az okosmérős fogyasztók számára teremti meg a későbbi dinamikus vagy időszakos árazás technikai alapját az alábbiak szerint:

- Az okosmérő 15 percenként rögzíti a fogyasztást.
- Az elszámolás tényleges mérési adatok alapján történik.
- Az éles működésben az aktuális szabályozás alapján 3 zónaidő kerül majd alkalmazásra eltérő díjszabással annak érdekében, hogy a csúcsidőben történő fogyasztás átterelhető legyen a kevésbé terhelt időszakokba (nappali: 06:00-17:00, csúcsidőszak: 17:00-22:00, völgyidőszak: 22:00-06:00).
- A további részletszabályokat a 10/2016. (XI. 14.) MEKH rendelet rögzíti.

Jelenleg a három zónaidőben azonos díjszabás van érvényben, így piaci korlátként azonosítható, hogy a KIF IV. tarifa egyelőre nem tudja ellátni rugalmasságot ösztönző funkcióját. Ebben a tarifa és a jelenleg érvényben lévő, a rezsi csökkentést fenntartó (2013. évi LIV. törvény a rezsi csökkentések végrehajtásáról) jogszabály felülvizsgálata hozhat alapvető változást, mely Magyarország Helyreállítási és Ellenállóképességi Tervéhez köthetően folyamatban van.

A dinamikus árú szerződések esetén hazánkban több, mint 200 000 végfelhasználóval egy szolgáltató rendelkezik, aki nem kínál minden típus számára dinamikus árú szerződést. A VET módosítás az azonnali piacokon jelentkező árváltozást tükröző, ún. rugalmas villamosenergia-árat tartalmazó szerződések definiálása mellett, azok szélesebb körű elterjedése érdekében megteremti annak lehetőségét, hogy

az ilyen típusú villamosenergia-vásárlási szerződés az arra jogosult felhasználó választása szerint az egyetemes szolgáltatás elhagyása nélkül is megköthető legyen meghatározóan piaci feltételekkel, de megfelelő jogi garanciák mellett.

6.2.1.3. **A kiegyenlítő szolgáltatások nyújtására vonatkozó korlátozó követelmények (helyi, szabványos és egyedi termékek)**

A kiegyenlítő szabályozási kapacitás és energia piac kapcsán a transzparens, piaci alapú verseny tudja biztosítani minden szereplő, ideértve az új belépők és a kereslet oldali rugalmasság hatékony részvételét.

A MAVIR 2026. október 1-re ütemezi a kiegyenlítő szabályozási energia cseréjének európai platformjaihoz (MARI, PICASSO) való csatlakozás éles indulását, a csatlakozáshoz kapcsolódóan számos változás élesedik a kiegyenlítő szabályozási kapacitástermékekhez kapcsolódóan is. A platformokon szabványos aFRR és mFRR kiegyenlítő szabályozási energiatermékek kereskedelme folyik, így ennek megfelelően bevezetésre kerülnek a kapacitástenderekre is a szabványos aFRR és mFRR termékek, és kivezetésre kerülnek a meglévő helyi aFRR és mFRR termékek. A szabványos termékek teljeskörűen megfelelnek a EU-célmodell szerinti paramétereknek, így az elszámolás pay-as-bidről az európai célmodellnek megfelelő pay-as-clear modellre módosul. Egyedi termék bevezetésére és alkalmazására nem kerül sor.

Nem piaci alapú kiegyenlítő szabályozási termékek

A kiegyenlítő szabályozási kapacitás és energia termékek beszerzése piaci alapon történik.

A jelenlegi szabályozási környezetben a TSO számára a hiányzó tartalékok pótlására az FCR piacon a beszerzési folyamatok lezárását követően az FCR kijelölés, illetve az FRR tartalékok hiánya esetén a rendszerirányítói menetrend-módosítás (RIR) biztosít lehetőséget a tartalékhány kezelésére vagy kiegyenlítő szabályozás támogatására mint üzembiztonsági beavatkozás (vész eljárás). Ezek piaci alapú, normál eljárásrenden kívüli igénybevételek.

A NÜKSZ 3.1. 49. cikk 8) pontja alapján a TSO (ha ezt műszaki korlátok nem teszik lehetetlenné) köteles pótolni az üzleti napon kiesett – több mint 60 percet rendelkezésre nem álló – FCR kiegyenlítő szabályozási kapacitást a nem lekötött, de élesíthető FCR kiegyenlítő szabályozási kapacitás aktiválásával. A pótlás elszámolása a napi ajánlatadás során meghatározott áron történik. Az európai platformokhoz való csatlakozáskor a napi ajánlatadási folyamat megszűnik, így az ár a szabályzatokban, illetve a keretszerződésben meghatározott maximum árak, valamint a korábban megszerzett kapacitáspozíciók alapján kerül meghatározásra.

A RIR szolgáltatás tartalékhány kezelésére és a vész eljárás esetén történő igénybevételenek kivezetése nem tervezett, a RIR szerepe az európai platformokhoz való csatlakozás után is megmarad, mint az mFRR kapacitások biztosításának lehetősége a MARI platform kiesése esetén (fallback). A RIR ajánlatok esetén a napi ajánlatadás bővülése várható, 15 perces bontásban kerülhet felajánlásra a kapacitáspozíción felül maradó szabályozási tartomány, minimális felajánlott mennyiség megjelölésével. Az ajánlatok mennyiségi módosítására napon belül lehetőség nyílik (D-1 16:00 és T-20 perc között). A RIR szolgáltatás igénybevétele azonban továbbra is maximált áron történik, az önköltség alapú ajánlatokat a MEKH ellenőrzi és szankcionálja.

Akkreditációs követelmények

Az ÜSZ 9.1. sz. melléklet szerint FRR piacokra vonatkozóan egy utasított egységnél a szabályozási tartománynak minimum 5 MW-ot kell elérnie, a 2023-ban bevezetett szabályozás alapján felhasználói utasított egységnél 1 MW-ot. FCR-nél a minimálisan akkreditálható karakterisztika 1 MW. Az akkreditációs küszöb csökkentése TSO részről nem támogatott, tekintettel arra, hogy:

- Jelenleg is bármilyen kis beépített teljesítményű szereplő (1 MW alatt is) akkreditálása lehetséges bármely termékre aggregátor részeként, így az aktuális akkreditációs küszöb nem jelent valódi belépési korlátot a piacokra a kisebb szereplőknek. Az aggregátorok és

mérlegkörüggeltes aggregátorok többféle, akár csak megújulókat, akár vegyes, többféle technológiát tartalmazó utasított egységgel segíthetik az 5 MW-os szabályozási tartomány elérését.

- Ugyanakkor kisebb küszöb (pl. 1 MW) bevezetése az üzemirányítási rendszerek komplexitása miatt a rendszerirányítást és az ellátásbiztonságot veszélyeztethetné.

A MAVIR törekvése az időjárásfüggő termelők tömeges hazai elterjedésével párhuzamosan, ezen egységek bevonása a kiegyenlítő szabályozásba az akkreditációs kötelezettségek előírásával a kis egységteljesítményű ipari PV parkok esetében is. Az érvényes követelményeket [összefoglaló táblázatot](#) a MAVIR honlapján is közzéteszi.

A Kötelező Átvételi Rendszer (továbbiakban: KÁT) jelentős negatív hatást gyakorol a rendszerrugalmasság szempontjából, mivel a támogatott erőművek termelése sok esetben nem igazodik a nagykereskedelmi villamosenergia-piac aktuális viszonyaihoz, a kötelező átvétel minden időpillanatban – ideértve a 0-hoz közeli és negatív áras órákban történő – termelést ösztönözi. A KÁT eredeti célját, a megújuló energiaforrások elterjedését hatékonyan elősegítette, de a támogatási rendszerben üzemelő nagy mennyiségű időjárásfüggő termelő (különösen a naperőművek, melyek beépített teljesítőképessége megközelíti a 3000 MW-ot) működése nem árérzékeny. A kereslet csökkenése esetén kialakuló negatív nagykereskedelmi villamosenergia-árak mellett is jogosultak a támogatott energiaátvételre. Ez csökkenti a piaci árjelzések szerepét, vagyis a KÁT termelők nem érdekeltek abban, hogy a rendszer igényeihez igazítsák termelésüket. Ez a viselkedésük növeli a másnapi és napközbeni piacok rugalmasságigényét. Továbbá a KÁT mérlegkör jelenlegi pótdíj elszámolási módszertana nem ösztönzi kellelőképp a pontos menetrendtartást, ezzel a kiegyenlítő szabályozás terheit növelve. A fenti okok miatt a KÁT átgondolt reformja lenne szükséges, mely piackonform működést biztosítana.

Az akkreditációs követelmények részeként az FCR akkreditáció alegység szintről átkerül az utasított egységek szintjére, ez alapvetően nagyobb rugalmasságot biztosít a BSP-k számára, hogy az elnyert FCR kapacitáspiaci pozíciójukat szabadon tudják elosztani az egyes alegységek között. Az FCR termékstruktúra miatt (baseload) az időjárásfüggő termelők nem tudnak részt venni FCR piacon.

Akkreditáció és akkreditáció megújításának folyamata

Az akkreditációs folyamat lépései nem túlszabályozottak, az elmúlt években számos szabályzati módosítás történt, mely a BSP-k számára könnyítést/rugalmasságot biztosít az akkreditáció megszerzésére és megújítására vonatkozóan:

- Az új belépők számára a hálózati csatlakozást követően 60 nap áll rendelkezésre, hogy elvégezzék a kötelező akkreditációs folyamatot. A szabályoknak megfelelően, ha változás történik a BSP-ben, akkor az akkreditáció megújítására szintén 60 nap áll rendelkezésre, azonban a gyakorlatban az akkreditáció megújítása sokkal kevesebb időt vesz igénybe.
- Ha egy fizikai egység kilép a szabályozási csoportból (utasított egységből), akkor a szabályozási egység szabályozási kapacitása automatikusan csökken a kilépő fizikai egység beépített teljesítőképességével, nincs szükség új akkreditációra. Ha a szabályozási egység magasabb szabályozási kapacitást kíván igazolni, akkor ezt megteheti új akkreditációs teszt keretében.
- Az Üzemi Szabályzat alapján a TSO-nak maximum 14 napja van kiértékelni az akkreditációs teszteket, ezzel gyorsítva az akkreditációs folyamatot.
- Jelenleg az akkreditációs teszt minimális hossza 2 óra, azonban a szabványos FRR termékek bevezetésével a teszt minimális hossza 1 órára redukálódik.

A fentiekben túl további olyan szabályzati módosítások tervezettek, melyek a BSP-k adminisztratív terheit is csökkentik (határozatlan idejű keretszerződések és szolgáltatás szintű szerződés megkötése).

Termékkövetelmények és azok változása

A kiegyenlítő szabályozási energia cseréjének európai platformjaihoz (MARI, PICASSO) való csatlakozás a 15 perces termékek révén, az 1 MW-os minimális ajánlati méret, az ajánlatadási

kapuzárás és az ajánlatmódosítási (mennyiség és elérhetőség) időszak nagyobb rugalmasságot biztosít a kisebb és energiakorlátozott szereplők számára is.

A BSP-k számára szabályozási tartományuk minél szélesebb körű kihasználása érdekében akkreditációs paraméterként választható a működési modell. Ideiglenes modellként az ún. TSO hosted modell keretében az utasított egység egy adott elszámolási-mérési időintervallumban a két FRR piac – aFRR vagy mFRR – közül csak az egyik piacon kaphat (aktiválási) utasítást, akár az FCR utasítás mellett is. A célmodell, az ún. deregulated modell keretében az utasított egység egy adott elszámolási-mérési időintervallumban akár mindhárom piacon – FCR, aFRR, mFRR – egyszerre is kaphat (aktiválási) utasítást és az egyes piacokon történő teljesítése piaconként külön-külön szétválasztható és elszámolható.

Beszerezés

A kapacitástermékek beszerzése során számos változás történt a közelmúltban, mely azt célozta, hogy minél pontosabb és rugalmasabb beszerzési stratégia mentén működjön a kapacitáspiac. 2023 során HT/LT másnapi tendereket felváltotta az órás tender (16 és 8 órás termékegységek helyett lett 1 órás), illetve bevezetésre kerültek a napközbeni (ID) tenderek pótlás jelleggel. 2025-től a napközbeni le irányú ID tenderek nem csak pótlólagos mennyiségre, hanem rövid távú FRR igények beszerzésére is vonatkoznak. A szabványos termékekkel a kapacitás termékek felbontása az eddigi egyórás egységekről negyedórás egységekre csökken, igazodva az energiapiachoz, bevezetésre kerülnek a negyedórás termékek beszerzését célzó napon belüli tenderek.

A hosszú távú beszerzés fenntartása a hazai tartalékpiacon strukturális körülményeire alapoz, a napi és napon belüli előretartású beszerzési eljárások mellett a havi időhorizont mentén diverzifikált beszerzés optimális beszerzési eljárástípusnak tekinthető, hiszen ezáltal mind a rövid, mind a hosszú távú beszerzések stratégiai előnyei kihasználhatóvá válnak a kiegyenlítő szabályozási kapacitástenderek lefolytatása során. A kevert időtávú beszerzésre vonatkozó derogációs kérelem meghosszabbítása – 2027. év végéig megelőzően – a forrásoldali struktúra átalakulását figyelembe vevő részletes elemzés alapján lehet indokolt. A kapacitástermékek beszerzése tekintetében a további fejlesztések kapcsán vizsgálendő a kiegyenlítő szabályozási energiapiaci integrációt követően az európai kiegyenlítő szabályozási kapacitáspiaci integrációs projekt(ek)ben (pl. ALPACA) való esetleges részvétel az európai célmodellnek megfelelően, kiemelve a határkeresztező kapacitáskezelési és ellátásbiztonsági aspektusokat.

A napon belüli folyamatokat erősítendő meghosszabbodik a kapacitásátadás határideje a napon belüli időszakra, a napon belüli tenderek lezárása után, de az adott termék energiadíj-ajánlatadási időszakának vége előtt is lehet másodlagos piaci tranzakciót kezdeményezni. Továbbá bevezetésre kerül a kapacitás-nemteljesítés bejelentése, amely lehetőséget biztosít arra, hogy a BSP jelezhesse az utasított egység által nem teljesíthető kapacitásmennyiséget a MAVIR felé.

A fentieket kiegészítve a NÜKSZ 3.1. 27. sz. módosításaként a kiegyenlítő szolgáltatások nyújtására vonatkozóan, 2026. augusztus 31-i hatálybalépéssel és azonos alkalmazási kezdő időponttal az alábbi fontos változások kerültek szabályozásra a NÜKSZ szintjén:

- a kapacitástender technológiaseglegessége és a kapacitásbeszerzések során minimálisan felajánlható kapacitás mennyisége 1 MW,
- FCR napközbeni (ID) tenderek lehetősége,
- a határozatlan idejű keretszerződés létesítésnek a kötelezettsége 2026. augusztus 31-én és azt követően kötendő szerződések tekintetében.

Emellett 2026. október 1-i alkalmazási kezdő időponttal megvalósul a 15 perces termékre való áttérés a kiegyenlítő szabályozási kapacitáspiac esetében, a kiegyenlítő szabályozási kapacitásátadás időhorizontjának kitolására vonatkozó változtatások, valamint a negyedórás FRR napon belüli tenderek meghirdetése. 2026. október 19-től az mFRR fel irányú kapacitás napi órás termék formájában kerül beszerzésre, valamint 2026. októberi tárgydőszakra 5 MW helyett 1 MW ajánlati felbontású havi beszerzés valósul meg.

6.2.1.4. A szűkületkezelés biztosítására vonatkozó korlátozó követelmények

A piaci alapú TSO szűkületkezelés indokolatlan hiánya

A TSO számára a RIR szolgáltatás biztosítja a szűkületkezelés lehetőségét. A RIR szolgáltatás kötelező ajánlatadáson alapul, egy alegység szintű szolgáltatás, szemben az FRR és FCR piacokkal, mivel így az utasításkiadás során lehetősége van a rendszerirányítónak az adott entitás lokációját is figyelembe venni, mely kiemelten fontos a hálózati szűkkesztmetszet-kezelés során. A RIR ajánlatok esetén a napi ajánlatadás bővülése várható, 15 perces bontásban kerülhet felajánlásra a kapacitáspozíción felül maradó szabályozási tartomány, a minimálisan aktiválható mennyiség megjelölésével. Az ajánlatok mennyiségi módosítására napon belül lehetőség nyílik (D-1 16:00 és T-20 perc között). A RIR szolgáltatás igénybevétele azonban továbbra is maximált áron történik, az önköltség alapú ajánlatokat a MEKH ellenőrzi és szankcionálja.

A piaci alapú DSO szűkületkezelés indokolatlan hiánya

Az elosztói engedélyesek szűkületkezelésre az Elosztói Szabályzatban leírtak szerint több eszközt is igénybe vehetnek, ezek a rugalmas csatlakozási szerződések, az elosztói rugalmassági szolgáltatás és nem piaci alapú teher-újraelosztás. A rugalmas csatlakozásoknak és piaci eljárások keretében beszerzett szűkületkezelésnek elsőbbsége van, nem piaci alapú teher-újraelosztást csak meghatározott esetekben alkalmazhat az elosztói engedélyes.

A rugalmas csatlakozási szerződések tekinthetők elsődleges eszköznek, ez új csatlakozás vagy teljesítménybővítés esetén kerülhet a rendszerhasználó számára felajánlásra, és gyorsabb vagy olcsóbb csatlakozást tehet lehetővé a rendszerhasználó számára. A rugalmas csatlakozási szerződések a TSO számára is elérhető eszközök, így tervezett a releváns szabályzatok kiegészítése az elosztói mintára.

Az elosztói rugalmassági piacok szabályozási környezete részletesen kialakított, de a piacok maguk jelenleg még pilot projektek keretében működnek, az üzemviteli tervezés során kevésbé hangsúlyos módon vannak figyelembe véve. A pilot projektek tapasztalatai alapján szükséges a rugalmassági szolgáltatás költségelismerési részletszabályainak kidolgozása, az eszközök távoli szabályozási képességének fejlesztése, valamint a kiszámítható piacműködést biztosító feltételek kialakítása.

A TSO/DSO szűkületkezelés helyi piacain fennálló korlátozások

A szűkületkezelési piacok tekintetében kimondható, hogy ugyan bármely szereplő jogosult akkreditációt szerezni, de a szűkületkezelési eljárás mivoltából fakadóan a lokáció egyértelműen meghatározza a piaci szereplők részvételi lehetőségét. Nincs korlát arra vonatkozóan, hogy rugalmas csatlakozással ilyen szolgáltatást lehessen nyújtani, viszont szabályzati szinten kezelni szükséges az ajánlatadók felelősségét, hogy a rugalmas csatlakozási szerződéseikben foglalt feltételeket figyelembe véve nyújtsanak be ajánlatokat. TSO szinten elindult az ezzel kapcsolatos szabályzatmódosítások előkészítése.

TSO szinten a szűkületkezelés az átviteli hálózati szűkületek mértékéből adódóan jelenleg nem tekinthető likvid piacnak, de a RIR szolgáltatás keretrendszer az azt célozza, hogy a szolgáltatásra minél több szereplő ajánlatot tudjon adni, igénybevétele azonban nem garantált. Jelenleg nincs külön akkreditáció a szűkületkezelési termékre, minden 5 MW feletti FCR-re vagy FRR-re akkreditált alegység köteles RIR szolgáltatást nyújtani, ennek felülvizsgálata folyamatban van.

A DSO szűkületkezelési piac esetén egy lokális szűkület megoldásában számos eszköz fel tudja ajánlani a szabályozási képességét, de a valóban szabályozható egységek gyakorta azonos aggregátoron vagy kereskedőn keresztül vesznek részt a piacon, ami a jövőben korlátozhatja a versenyt az elosztói rugalmassági piacon. A nagyfogyasztók nyújtotta rugalmassági szolgáltatások esetén szükséges a hajlandóságot növelni, mely a szereplők edukációja révén valósítható meg.

6.2.1.5. **Bonyolult, hosszadalmas és diszkriminatív adminisztratív követelmények**

Nem hatékony hálózati csatlakozási eljárások

A saját célra termelő megújuló erőművek, az energiatároló létesítmények és a hőszivattyúk telepítését érintő, hálózati csatlakozási engedély megszerzésére vonatkozó eljárásokkal kapcsolatos információk mind átviteli, mind elosztóhálózati szinten online elérhetők az engedélyesek honlapjain, az eljárások teljes egészében elektronikusan lefolytathatók, a határidők pedig az ÜSZ és az ESZ szintjén részletesen meghatározottak. A csatlakozási eljárások csak részben folyhatnak párhuzamosan más engedélyezési folyamatokkal, mert bizonyos eljárások (pl. MEKH engedélyeztetés) csak a csatlakozási folyamat kellően érett fázisában (hatályba lépett hálózati csatlakozási szerződés) kezdhetők meg, a folyamatok egymásra épülnek.

A rendszerhasználók tekintetében, függetlenül attól, hogy aggregálásban érintett szereplők, független aggregátorok, energiatároló üzemeltetők vagy energiaközösségek, nincsen különbség a hálózati hozzáférés vonatkozásában, a fő különbség feszültségszint és betáplálási igény szerint van.

A csatlakozási kapacitásokkal kapcsolatos nagyobb transzparencia érdekében az ENTSO-E és EU DSO által fenntartott Capacitypedia felületen az elosztói információk mellett szerepelni fog a MAVIR által publikálandó adatokra vonatkozó hivatkozás is.

Aránytalan eljárások és követelmények a piacra jutás tekintetében

Először az elosztott termelés növekedésével a közcélú hálózat befogadóképessége még hálózatfejlesztések folyamatos megvalósítása mellett is korlátossá volt, így a beépített teljesítményhez igazodó betáplálási kapacitással rendelkező igények korlátlan (first-come-first-served) befogadása már nem volt megvalósítható. A 2021 előtt benyújtott egyes, az E.ON és az OPUS TITÁSZ területére vonatkozó naperőművi igények esetében az MGT-ben, majd a HCSSZ-ben kerültek rögzítésre, hogy adott hálózati elem hiányállapotához kötötten az adott erőmű betáplálását milyen adott értékre (akár 0 MW-ra) kell csökkenteni, ezzel elkerülve az adott erőmű csatlakoztatásához szükséges közvetett hálózatfejlesztést. Az MGT-k nem tartalmaztak arra vonatkozóan szűkítést, hogy adott évben a korlátozás milyen mértéket érhet el.

A csatlakozási eljárások strukturált megközelítése, mely a hálózati és rendszerszabályozási szempontokat is szem előtt tartotta, először az ún. közzétételi és együttes igényvizsgálati eljárás, majd a VET 35/A. §-ban és a 11/2025. (IV. 10.) EM rendeletben szabályozott pályázati rendszer keretében került kidolgozásra. A jelenlegi pályázati rendszer a kiírásra kerülő – hálózati csomópontként és technológiaként lebontott – csatlakozási kapacitásokkal hivatott egyaránt figyelembe venni a NEKT-ben meghatározott célkitűzéseket, valamint

- a VER szabályozhatóságát és biztonságos működését, valamint műszaki korlátozottságát,
- a környezetvédelmi és természetvédelmi szempontokat, a településrendezési tervezést,
- a tájképi és településképi szempontokat,
- a meglévő és a tervezett villamos energia fogyasztói igényeket, az iparfejlesztési stratégiát,
- a munkahelyteremtés és a társadalmi elfogadottság szempontjait, továbbá
- a megújuló energiát hasznosító erőművi beépített kapacitás növelése érdekében kijelölt könnyített térségeket.

A közép- és nagyfeszültségű betáplálási célú csatlakozási igények tekintetében a hálózati engedélyesek, figyelembe véve a közcélú hálózat felvevőképességét, valamint az erőműi igények általi csatlakozási díjfizetés mértékét, az igények biztosítását elősegítendő új csatlakozási ajánlatokat dolgoztak ki:

- Egyrészt a nem időjárásfüggő termelők és tárolók esetén a „komplementer” csatlakozások és az ÜSZ 5.1.10. (K) pont szerinti időpontmódosító igények esetében meghatározásra került egy konkrét időtartam, amikor egy előre definiált időszakban a csatlakozási kapacitás igénybevétele (betáplálás) nem valósulhat meg. A „komplementer” és időpontmódosító igénybejelentések alapján megvalósuló korábbi csatlakozások határozott időre szólnak, a közvetett hálózatfejlesztések megvalósításáig.

- Másrészt a rendszer szempontjából ösztönzötté vált a saját célra termelő, betáplálási teljesítmény nélküli (visszwattos), valamint a többlet betáplálási teljesítmény nélkül csatlakozó technológiamódosító igénybejelentések (beleértve üzemelő vagy tervezett projektek hibridizációját és a kolokációs csatlakozásokat), mivel ezek az igények a kapacitáspályázati eljáráson kívül kerülnek elbírálásra. A rendszerszabályozási követelmények időjárásfüggés esetén azonban ezekre a típusú csatlakozásokra is vonatkoznak.
- Továbbá kidolgozásra került a rugalmas csatlakozások lehetősége – támogatva többek között a villamosenergia-tárolók csatlakozási lehetőségét – mely keretében az MGT-ben, majd HCSSZ-ben és Üzemviteli megállapodásban a csatlakozási feltétel úgy kerül meghatározásra, hogy adott hálózati elemek hiányállapotához kötötten az adott erőmű betáplálását vagy a tároló vételezését egy adott értékre (akár 0 MW-ra) kell csökkenteni, ezzel elkerülve az adott erőmű vagy tároló csatlakoztatásához szükséges közvetett hálózatfejlesztést. Az MGT tartalmaz arra vonatkozóan szűkítést, hogy adott évben a korlátozás milyen mértéket érhet el (pl. az évben 500 óra vagy az idő 5%-a). Ezek a feltételek jellemzően határozott időre szólnak a közvetett hálózatfejlesztések megvalósításáig, de bizonyos feltételek teljesülése esetén lehet időben korlátlan is.

Fogyasztói csatlakozásokhoz tartozó vételezési igények esetén is adott a rugalmas csatlakozás lehetősége, azonban ügyféloldalról általános érdeklődés egyelőre nem jelentkezett.

A kisfeszültségű csatlakozásokat tekintve a VET értelmében betáplálási céllal villamosenergia-tároló és legfeljebb 50 kVA csatlakozási teljesítményű erőmű csatlakoztatható. A háztartási méretű kiserőművek felfutása a kisfeszültségű hálózat felvevőképességét is kihívások elé állította, 2022. november 1-jét követően újonnan benyújtott HMKE igények esetében a hálózati betáplálás lehetősége felfüggesztésre került. 2024. január 1-től részlegesen feloldásra került a HMKE-k hálózati betáplálására vonatkozó ideiglenes korlátozás. A VET Vhr. 5. § (6c)-(6m) pontjai értelmében a zárolás ideje alatt belépett HMKE-k a kisfeszültségű transzformátorok zárolt áramköreibe, a zárolás feloldásáig nem táplálhatnak be. A zárolt körzetekbe visszawatt védelem mellett csatlakoztatható új HMKE. A zárolás mielőbbi feloldására intézkedési tervek kidolgozásával az elosztói engedélyesek kötelezettek, hálózatinfrastruktúra-fejlesztések eredményeként a MEKH fél éves ciklusokban engedélyezi a zárolások feloldását, 2025-ben az áramkörök több mint 93 százalékát már nem érintették a zárolások.

A csatlakozási díjak mértéke a 13/2025. (VII.31). MEKH rendeletben szabályozott, biztosítva az arányos hozzáférési díjakat a különböző piaci szereplők számára. Betáplálási teljesítményigény után nagy- és közép-feszültségű csatlakozás esetén a közvetlen csatlakozási díjelem mellett teljesítményarányos közvetett csatlakozási díj fizetendő, mely a csatlakozási pont alapján figyelembe veendő, csatlakozásig megvalósuló, illetve az utolsó 5 évben aktivált közvetett hálózatfejlesztések után kerül kiszámításra. Nagyfeszültségű vételezési igények esetén is ez a módszertan alkalmazandó, közép-feszültségű vételezési igények esetén normatív csatlakozási díj kerül alkalmazásra. A vételezési igények esetén 70%-os szorzót is szükséges alkalmazni a díjszámítás során.

Összefoglalóan elmondható, hogy a csatlakozási eljárásrend a hálózatfejlesztés reális kereteit támogatja, a többlet betáplálási kapacitás nélküli igénybejelentések kapacitáspályázati eljáráson kívüli benyújthatóságával prioritizálja, támogatja az egyes csatlakozási pontokon rendelkezésre álló teljesítmények jobb kihasználását. A nem fosszilis rugalmas technológiák számára a keretrendszeren belül a nappali kizárási időszakokat tartalmazó rugalmas csatlakozási lehetőségek teremtik meg a mihamarabbi üzembeállítás lehetőségét.

6.2.1.6. **A rendszerüzemeltetők számára hiányoznak-e a szabályozási ösztönzők a vezetékek nélküli alternatívák mérlegelésére**

A Hálózatfejlesztési Terv készítése és csatlakozási vizsgálatok során a vezetékek nélküli alternatívák figyelembevételre kerülnek. Az Üzemi Szabályzat által meghatározott módszertan alapján az N-1-1 kiesésvizsgálatok során kiadódó egyes kis mértékű túlterhelődések nem kerülnek további vizsgálatra. A beruházásgeneráló mértékű túlterhelődések kezelésére először költségmentes alternatívák alkalmazása kerül megvizsgálásra (topológiai beavatkozások, rugalmas csatlakozások figyelembevétele), és kizárólag akkor kerül megvizsgálásra hálózatfejlesztési alternatíva, ha az adott probléma máshogy nem kezelhető. Új hálózatlétesítéssel nem járó alternatívák (redispatch, meglévő hálózati elemek kapacitásbővítése, SMART elemek, teljes mértékben integrált tárolók) akkor kerülhetnek alkalmazásra, ha a legkisebb költség elvét teljesítik. Fontos megjegyezni, hogy a redispatch hálózatfejlesztéssel összemérhető pontosságú költségbecslése hosszú távon elvileg sem lehetséges, és a források rendelkezésre állása sem garantálható, így ezt elsősorban operatív időtávú beavatkozási lehetőségnek tekintjük, nem hálózatfejlesztések alternatívájaként.

A meglévő hálózati kapacitások jobb kihasználására szolgáló ösztönzőket a szabályozási környezet tartalmaz:

- Új betáplálási vagy vételezési teljesítmény nélkül csatlakozó új rendszerhasználók nem fizetnek közvetett csatlakozási díjat. A kolokációt (azonos csatlakozási pontra más beruházók csatlakozását) elősegítendő a MEKH rendszeresen frissített adatbázist tesz közzé a megújuló erőművi és villamosenergia-tárolói csatlakozásokról.
- Nagyfeszültségű hálózaton új betáplálási vagy vételezési teljesítmény, illetve közép- és nagyfeszültségű hálózaton új betáplálási teljesítmény esetén a közvetett csatlakozási díj a csatlakozási ponttól függően eltérő, és a tervezett, valamint az 5 éven belül megvalósult hálózatfejlesztésektől függ, így árjelzést tartalmaz a csatlakozni kívánó piaci szereplők számára.
- A forgalomalapú átviteli rendszerhasználati díjra vonatkozóan a legalább 0,5 MW beépített teljesítőképességű, 2024. jan. 1. után létesített villamosenergia-tárolók ideiglenes kedvezményben részesülnek, elősegítve azok terjedését. Fontos megjegyezni azonban, hogy a tárolók nem feltétlenül a hálózatot segítik (az arbitrázs melletti kiegyenlítő szabályozási részvételük segíti a rendszeregyensúlyt, de a hálózati viszonyokat ronthatják is).

6.2.1.7. **Összefoglaló**

Az ACER által 2023-ban azonosított piaci korlátokat², valamint korábbi fejezetekben szerepeltetett piaci akadályokat és azok kezelését/várható kezelését összefoglalóan a 45. táblázat mutatja be.

²

acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_MMR_2023_Barriers_to_demand_response.pdf

45. táblázat: Piaci korlátok és azok felszámolása

ACER 2023 / FNA jelentés alapján azonosított piaci korlát		Piaci korlát felszámolása vagy arra vonatkozó tervek, javaslatok
Az új belépők és kis szereplők piacra lépésének jogi akadályai		
Az új szereplők főbb szerepeinek és felelősségeinek meghatározatlansága	Független aggregátor jogi szabályozása (ACER 2023, FNA 2026)	A VET 66/D. § (1) bekezdése közvetetten tartalmazta a független aggregátor fogalmát, továbbá a KSZ I./2.24. definiálja a független aggregátor fogalmát. A VET módosítás a független aggregátorok fogalmán túl reflektál a független aggregátorok előtt álló piaci és szabályozási akadályokra, a jogszabályi környezet fejlesztése céljából megállapításra kerülnek egyes alapvető felelősségi és elszámolási keretszabályok, valamint az aggregálásban részt vevő felhasználókat védő garanciák.
	A helyi energiaközösségek határon túli részvételére vonatkozó szabályozás nem került implementálásra. (ACER 2023)	Az EMD előírja, hogy a helyi energiaközösségek működését biztosítani kell, azonban a határon túli részvétel biztosítását nem írja elő kötelezően, ezt jogalkotói döntésre bízta. A jogalkotó a VET-ben szabályozza az energiaközösségek határon túli részvételét: VET 66/B. § (3) Az energiaközösség e törvény által szabályozott tevékenységét érintően nem vehet részt határon átnyúló együttműködésben.
	Az aggregátorok és a helyi energiaközösségek számának és aktivitásának monitorozása nem jellemző gyakorlat. (ACER 2023)	A MEKH vezet aggregátori, valamint energiaközösségi nyilvántartást, a listák online elérhetők. A transzparencia fejlesztése a piaci szereplők – másnapi, napközbeni, kiegyenlítő szabályozási, szűkületkezelési – piacokon való részvételének monitorozása révén (aggregátor, energiaközösség) elősegítené az új belépők és kis szereplők piacra lépését.
	Az aggregátor modellek nincsenek megfelelően szabályozva jogilag, annak ellenére, hogy a gyakorlatban többfajta modell is létezik, emellett a KIF-re csatlakozó lakossági felhasználók és termelők nem tudnak aggregátorhoz csatlakozni. (ACER 2023, FNA 2026)	A lakossági fogyasztók és termelők aggregátoron keresztül részt vehetnek a piacokon, azonban az akadály teljes felszámolásához jogszabályi, szabályozati szinten definiálni kell a különböző aggregátor modelleket. A VET módosítás meghatároz egy alapvető felelősségi és elszámolási keretszabályokat, melyet tovább támogatna a szabályozási célmodellek meghatározása, vagyis a hazai aggregációs célmodell(ek) meghatározásának előkészítése (az aggregátor, kereskedő, TSO-DSO szerep- és felelősségi köreinek meghatározása, különösen mérési, hálózathasználati, törzsadati, üzemeltőkészítési és elszámolási szabályok kérdései).
A piaci hozzáférés korlátozása jogszabályi felhatalmazás hiányában	DA és ID piacokon aggregátorok, elosztott termelés, villamosenergia-tárolók, DSR nem vehet részt. (ACER 2023)	2024. január 1-től a VET 53. § alapján <ul style="list-style-type: none"> a felhasználó vételre irányuló, vagy a szervezett villamosenergia-piac által működtetett napon belüli és másnapi piacon vételre és eladásra irányuló, az aktív felhasználó pedig vételre és eladásra irányuló a villamosenergia-kereskedő, a termelő, a villamosenergia-tárolói engedélyes, az aggregátor, az energiaközösség vételre és eladásra irányuló
		Ügyleteket köthet, ugyanakkor a keresletoldali válasz részvétele alacsony. Az energiamenedzsment képességek növelése, az ipari és kereskedelmi szegmensben a keresletoldali válasz (DSR) előtt álló strukturális problémák feltárása és megoldási javaslatok kidolgozása javasolt. A piaci hozzáférés tekintetében fontos továbbá a jogi szabályozási alapok tisztázása, ideértve a kereskedelmi engedélyezés és aggregátori tevékenység szabályozásának áttekintését, valamint az engedélyköteles, illetve nem engedélyköteles tevékenységek összehangolását (felügyeleti díjfizetési és adózási kötelezettséggel kapcsolatos kérdéseket is beleértve).

ACER 2023 / FNA jelentés alapján azonosított piaci korlát		Piaci korlát felszámolása vagy arra vonatkozó tervek
Az új belépők és kis szereplők piacra lépésének jogi akadályai		
A piaci hozzáférés korlátozása jogszabályi felhatalmazás hiányában	FCR, aFRR, mFRR piacokon DSR (energiaközösség, háztartási felhasználó) nem vehet részt. (ACER 2023)	<p>Az FCR piacon 1 MW alatti, aFRR és mFRR piacon termelők esetén az 5 MW alatti, fogyasztók esetén az 1 MW alatti szereplők kizárólag aggregátoron keresztül vehetnek részt (akkreditációs küszöb).</p> <p>Az akkreditációs küszöb csökkentése TSO részről nem támogatott, tekintettel arra, hogy:</p> <ul style="list-style-type: none"> Jelenleg is bármilyen kis beépített teljesítményű szereplő (1 MW alatt is) akkreditálása lehetséges bármely termékre aggregátor részeként, így az aktuális akkreditációs küszöb nem jelent valódi belépési korlátot a piacokra a kisebb szereplőknek. Az aggregátorok és mérlegkörfüggetlen aggregátorok többféle, akár csak megújulókat, akár vegyes, többféle technológiát tartalmazó utasított egységgel segíthetik az 5 MW-os szabályozási tartomány elérését. Ugyanakkor kisebb küszöb (pl. 1 MW) bevezetése az üzemirányítási rendszerek komplexitása miatt a rendszerirányítást és az ellátásbiztonságot veszélyeztethetné.
	TSO szűkületkezelési piacokon aggregátorok, független aggregátorok, elosztott termelés, villamosenergia-tárolók, DSR (háztartási felhasználó, kereskedelmi végfelhasználó, ipari végfelhasználó, energiaközösség) nem/csak teszt jelleggel vehet részt. (ACER 2023)	Jelenleg nincs külön akkreditáció a szűkületkezelési termékre, minden 5 MW feletti FCR-re vagy FRR-re akkreditált alegység köteles RIR szolgáltatást nyújtani. Felmérés alatt van a RIR akkreditációs folyamat létrehozásának szükségessége.
	DSO szűkületkezelési piacokon aggregátorok, független aggregátorok, elosztott termelés, villamosenergia-tárolók, DSR (háztartási felhasználó, kereskedelmi végfelhasználó, ipari végfelhasználó, energiaközösség) nem/csak teszt jelleggel vehet részt. (ACER 2023)	A DSO szűkületkezelési piacokon való részvétellel kapcsolatos magasabb rendű szabályok lefektetésre kerültek a VET-ben (32/A.§), a részletszabályokat pedig az Elosztói szabályzat 6. fejezete, valamint a 26. sz. melléklet tartalmazza.
	A végfelhasználói adatokhoz való hozzáférésre vonatkozó keret nem egyértelmű	A mérési és fogyasztási adatokhoz való hozzáférésre vonatkozó referencia-modell a VET 24.§ (5)-(9), VET 170.§ (2) 8. alapján átültetésre került, a VET felhatalmazás alapján az energiapolitikaért felelős szaktárca még nem publikált rendeletet, folyamatban van.
Az energiatárolás és az elektromobilitás tulajdonjogának korlátozása	Mind a TSO, mind a DSO-k számára engedélyezettek teljesen integrált hálózati elemekként villamosenergia-tárolók. (ACER 2023)	Mind a TSO, mind a DSO-k számára engedélyezettek teljesen integrált hálózati elemekként villamosenergia-tárolók, melyek a VET alapján a hálózat biztonságos és megbízható működése kizárólagos céljából, a legkisebb költség elve szerint kerülhetnek létesítésre és működtetésre, a Hivatal által jóváhagyott eszközök.
A másnapi és a napközbeni piacokon történő kereskedelem korlátozásai	A minimális ajánlati méret a másnapi és napközbeni piacokon nagyobb mint 0,5 MW. (ACER 2023)	A minimális ajánlati méret jelenleg 0,1 MW.

A rugalmasság biztosítását elősegítő tényezők és ösztönzők hiánya

Megfelelő mérőrendszerek hiánya	Okosmérés elterjedése (ACER 2023, FNA 2026)	A törvényi szabályozás és a részletszabályok kidolgozása terén, valamint a fizikai megvalósítás terén is történt előrelépés, de további célzott intézkedések is szükségesek., ez kiemelt eleme Magyarország Helyreállítási és Ellenállóképességi Tervének. Az okosmérés vonatkozásában javasolt hazai célszám meghatározása.
	A megfelelő mérőrendszerek hiánya miatt a kereslet oldali rugalmasság nem tud megvalósulni, a végfelhasználók számára valós időben, de minimum 15 perces elszámolási idővel azonos felbontásban elérhetővé kéne tenni a fogyasztási adataikat. (ACER 2023)	Az okosmérővel rendelkező végfelhasználók esetén a fogyasztási adatok havi szinten érhetőek el, azonban a mérők közel valós idejű adatszolgáltatásra is képesek egy dedikált porton keresztül. Az okosmérésre vonatkozó szabályozás finomhangolása várhatóan tovább specifikálja az okosmérés funkcióira vonatkozó követelményeket.
Árjelzések és időszak alapú hálózati tarifák hiánya	Egyetlen hálózati díj esetében sem alkalmaznak időbeli differenciálást, a lakossági villamosenergia-szerződéssel rendelkező háztartások mindössze 0-20%-ánál van időarányos, ToU típusú hálózati díj, mindössze napi 2 időszakkal. (ACER 2023, FNA 2026)	Az okosmérővel rendelkező lakossági és üzleti kisfogyasztói ügyfelek számára 2025. január 1-jétől elérhető a KIF IV. (kiszámlázott okosmérő) időszór alapú díjszabás. Jelenleg a három zónaidőben azonos díjszabás van érvényben, ebben a tarifa és rezsicsökkentést fenntartó (2013. évi LIV. törvény a rezsicsökkentések végrehajtásáról) jogszabály – folyamatban lévő – felülvizsgálata és a KIF IV. tarifa tényleges gyakorlati alkalmazása hozhat alapvető változást.
	Jelenleg nem biztosított, hogy minden 200 000-nél több végfelhasználóval rendelkező szolgáltató kínáljon dinamikus árú szerződést minden típusú végfelhasználó számára, aki okosmérővel rendelkezik (háztartási és nem háztartási felhasználók). (FNA 2026)	A VET módosítás az azonnali piacokon jelentkező árváltozást tükröző, ún. rugalmas villamosenergia-árát tartalmazó szerződések definiálása mellett, azok szélesebb körű elterjedése érdekében annak a lehetőségnek a megteremtése, hogy az ilyen típusú villamosenergia-vásárlási szerződés az arra jogosult felhasználó választása szerint az egyetemes szolgáltatás elhagyása nélkül is megköthető legyen meghatározóan piaci feltételekkel, de megfelelő jogi garanciák mellett. Javasolt a dinamikus árazású szerződések elterjedésének és gyakorlatának nyomonkövetése.

A kiegyenlítő szolgáltatások nyújtására vonatkozó korlátozó követelmények (helyi, szabványos és egyedi termékek)

Nagy minimális kapacitás mérték	A szabályozási piacokon – az FCR piacot leszámítva – a minimális ajánlati tétel mérete meghaladja az 1 MW-ot. (ACER 2023)	A másnapi és napon belüli FRR tenderek esetén a minimális ajánlati tétel 1 MW.
Szabályozatlan időtartamú vagy hosszú akkreditációs folyamat	A szabályozási egység összetételének változása esetén az akkreditációs folyamat hossza: <ul style="list-style-type: none"> maximum 12 hét kapacitásnövekedés vagy új egységek/mérési pontok csatlakoztatása esetén, illetve a szabályozási egység összetételének vagy elhelyezkedésének változása esetén, maximum 4 hét kapacitáscsökkenés vagy meglévő egység/csatlakozási pont eltávolítása esetén. (ACER 2023) 	Ha változás történik a szabályozási egység összetételében, akkor az akkreditáció megújítására 60 nap áll rendelkezésre, az akkreditációs teszt kiértékelésére az Üzemi Szabályzat alapján a TSO-nak 14 napja van. Ha egy fizikai egység kilép a szabályozási egységből, akkor a szabályozási egység szabályozási kapacitása automatikusan csökken a kilépő fizikai egység kapacitásával, nincs szükség új akkreditációra, kivéve, ha a szabályozási egység magasabb szabályozási kapacitást kíván igazolni.
Termék és piacszerkezet	A termékialakítás és a piacszerkezet egyes részei nincsenek összhangban az EU-s célmodellel: <ul style="list-style-type: none"> a kiegyenlítő energia ajánlatoknak hosszú az érvényességi ideje, az aFRR és mFRR termékek esetén pay-as-bid árazási módszer érvényes, nem szerződéses kiegyenlítő energia ajánlatok nem engedélyezettek, túl rövid, előre meghatározott minimális idő van két egymást követő aktiválás között. (ACER 2023) 	A MAVIR 2026. október 1-re ütemezi a kiegyenlítő szabályozási energia cseréjének európai platformjaihoz (MARI, PICASSO) való csatlakozás éles indulását, a csatlakozáshoz kapcsolódóan számos változás élesedik a kiegyenlítő szabályozási kapacitás termékekhez kapcsolódóan is. A platformokon szabványos aFRR és mFRR kiegyenlítő szabályozási energiatermékek kereskedelme folyik, így ennek megfelelően bevezetésre kerülnek a kapacitástenderek is a szabványos aFRR és mFRR termékek, kivezetésre kerülnek a meglévő helyi aFRR és mFRR termékek. A szabványos termékek teljeskörűen megfelelnek a EU- célmodell szerinti paramétereknek, így az elszámolás a pay-as-bidről az európai célmodellnek megfelelő pay-as-clear modellre módosul.

ACER 2023 / FNA jelentés alapján azonosított piaci korlát		Piaci korlát felszámolása vagy arra vonatkozó tervek
A kiegyenlítő szolgáltatások nyújtására vonatkozó korlátozó követelmények (helyi, szabványos és egyedi termékek)		
Hosszú beszerzési idő és hosszú kiegyenlítő szabályozási kapacitás lekötési szerződések	A beszerzési időtávok százalékos megoszlása nincs összhangban az EU-s célértékkel: 30% napi beszerzés, 3% heti beszerzés, 67% havi beszerzés, 0% éves beszerzés. (ACER 2023)	A kapacitástermékek beszerzése esetén érvényben lévő, hosszabb távú beszerzésre vonatkozó derogáció a hazai tartalékpiacon strukturális körülményeire alapoz, a derogációs kérelem meghosszabbítása – 2027. év végéig megelőzően – a forrásoldali struktúra átalakulását figyelembe vevő részletes elemzés alapján lehet indokolt. A kapacitástermékek beszerzése tekintetében a további fejlesztések kapcsán vizsgálandó a kiegyenlítő szabályozási energiapiaci integrációt követően az európai kiegyenlítő szabályozási kapacitáspiaci integrációs projekt(ek)ben (pl. ALPACA) való esetleges részvétel az európai célmodellnek megfelelően, kiemelve a határkeresztező kapacitáskezelési és ellátásbiztonsági aspektusokat.
A szűkületkezelés biztosítására vonatkozó korlátozó követelmények		
A piaci alapú TSO szűkületkezelés indokolatlan hiánya	Nem piaci alapú teherúraelosztás alkalmazott, melynek oka, hogy a hálózati helyzet olyan rendszeres és kiszámítható módon vezetett szűkülethez, hogy a piaci alapú teherúraelosztás rendszeres stratégiai ajánlattételhez vezet, ami növeli a belső szűkületek mértékét. (ACER 2023)	A TSO számára a RIR szolgáltatás biztosítja a szűkületkezelés lehetőségét. A RIR szolgáltatás kötelező ajánlatadáson alapul, egy alegység szintű szolgáltatás, szemben az FRR és FCR piacokkal, mivel így az utasításkiadás során lehetősége van a rendszerirányítónak az adott entitás lokációját is figyelembe venni, mely kiemelten fontos hálózati szűkkesztszetszet-kezelés során. A RIR ajánlatok esetén a napi ajánlatadás bővülése várható, 15 perces bontásban kerülhet felajánlásra a kapacitáspozíció felül maradó szabályozási tartomány, minimális felajánlott mennyiség megjelölésével. A RIR szolgáltatás igénybevétele azonban továbbra is maximált áron történik, az önköltség alapú ajánlatokat a MEKH ellenőrzi.
A piaci alapú DSO szűkületkezelés indokolatlan hiánya	Nem piaci alapú teherúraelosztás alkalmazott, melynek oka, hogy nincs piaci alapú alternatíva. (ACER 2023)	A piaci alapú DSO szűkületkezelés alkalmazásához szükséges jogszabályi keret és részletszabályok megalkotásra kerültek, a rugalmas csatlakozási szerződések gyakorlati alkalmazása megvalósult, valamint az elosztóhálózati rugalmassági szolgáltatások alkalmazása pilot projektek keretében tesztelésre került.
A TSO/DSO szűkületkezelés helyi piacain fennálló korlátozások	Nem piaci alapú teherúraelosztás és rugalmas csatlakozási szerződések alkalmazottak, melynek oka, hogy nincs piaci alapú alternatíva. (ACER 2023)	A DSO szűkületkezelési piacokon való részvétellel kapcsolatos magasabb rendű szabályok lefektetésre kerültek a VET-ben (32/A.§), a részletszabályokat pedig az Elosztói szabályzat 6. fejezete, valamint a 26. sz. melléklet tartalmazza, az elosztóhálózati rugalmassági szolgáltatások alkalmazása pilot projektek keretében került jelenleg tesztelésre.
	A TSO szűkületkezelés esetén nincs külön akkreditáció, minden FCR, aFRR és mFRR piacon akkreditált szereplő jogosult részt venni, ennek megfelelően a méretbeni megkötések vonatkoznak rájuk (5 MW, illetve 1 MW). (ACER 2023)	Felmérés alatt van a RIR akkreditációs folyamat létrehozásának szükségessége.

ACER 2023 / FNA jelentés alapján azonosított piaci korlát		Piaci korlát felszámolása vagy arra vonatkozó tervek
Bonyolult, hosszadalmas és diszkriminatív adminisztratív követelmények		
Nem hatékony hálózati csatlakozási eljárások	A TSO nem teszi közzé a rendelkezésre álló hálózati kapacitásokat. (FNA 2026)	Folyamatban van a jelenlegi csatlakozási eljárással összhangban lévő módszertan és adatstruktúra kialakítása a rendelkezésre álló hálózati kapacitások közzétételéhez. A csatlakozási kapacitásokkal kapcsolatos nagyobb transzparencia érdekében az ENTSO-E és EU DSO által fenntartott Capacitypedia felületen az elosztói információk mellett szerepelni fog a MAVIR által publikálandó adatokra vonatkozó hivatkozás is. A publikáció – iparági egyeztetés alapján – minden szükséges adatot táblázatos formában fog tartalmazni.
Aránytalan eljárások és követelmények a piacra jutás tekintetében	Feszültségint és betáplálási igény szerint van különbség a csatlakozási eljárások esetén, közép- és nagyfeszültségű hálózatokon elérhető szabad kapacitások kiosztására irányuló pályázati kiírás keretében történik. (FNA 2026)	Tekintettel arra, hogy a közcélú hálózat befogadóképessége még hálózatfejlesztések folyamatos megvalósítása mellett is korlátos, így a beépített teljesítményhez igazodó betáplálási kapacitással rendelkező igények korlátlan (first-come-first-served) befogadása már nem megvalósítható. A jelenlegi pályázati rendszer a kiírásra kerülő – hálózati csomópontonként és technológiánként lebontott – csatlakozási kapacitásokkal hivatott egyaránt figyelembe venni a NEKT-ben meghatározott célkitűzéseket, valamint <ul style="list-style-type: none"> a VER szabályozhatóságát és biztonságos működését, valamint műszaki korlátozottságát, a környezetvédelmi és természetvédelem, településrendezési szempontokat, a tájképi és településképi szempontokat, a meglévő és a tervezett villamos energia fogyasztói igényeket, az iparfejlesztési stratégiát, a munkahelyteremtés és a társadalmi elfogadottság szempontjait, továbbá a megújuló energiát hasznosító erőművi beépített kapacitás növelése érdekében kijelölt könnyített térségeket. <p>Az eljárás az Európai Bizottság értékelése alapján a hazai hálózattervezés és csatlakozási eljárásrend jó gyakorlatnak tekinthető.</p>
	A háztartási méretű kiserőművek a ksfeszültségű transzformátorok zárolt áramköreibe a zárolás feloldásáig nem táplálhatnak be. (FNA 2026)	A VET Vhr. 5. § (6c)-(6m) pontjai értelmében a háztartási méretű kiserőművek a ksfeszültségű transzformátorok zárolt áramköreibe a zárolás feloldásáig nem táplálhatnak be, ez a csatlakozást magát nem lehetetleníti el, visszavett védelem mellett a csatlakozás továbbra is megengedett. Az elosztói engedélyesek kötelezettek a zárolások mielőbbi feloldására intézkedési tervek kidolgozásával. A MEKH monitorozza és nyilvántartja a zárolt körzetek számát.
A rendszerüzemeltetők számára hiányoznak-e a szabályozási ösztönzők a vezetékek nélküli alternatívák mérlegelésére		
A rendszerüzemeltetők számára hiányoznak-e a szabályozási ösztönzők a vezetékek nélküli alternatívák mérlegelésére	A legkisebb költség elve mentén az elvi lehetőség adott a hálózatfejlesztés során figyelembe venni vezetékek nélküli alternatívákat, azonban nincs kellően részletes és pontos módszertan a költségbecslésre, így a gyakorlati alkalmazás korlátozott vagy nehezen lehetséges. (FNA 2026)	Dedikált Elosztó Szabályozási Albizottság keretében költség-haszon modell kidolgozása tervezett, ami segítheti a vezetékek nélküli alternatívákban rejlő rugalmasság felmérését és értékelését.
	Az érvényes szabályozási keret nem tartalmaz külön ösztönzőt a TSO, DSO-k számára, hogy a hálózatfejlesztés hatékony alternatívájaként a termelői, fogyasztói és tárolói rugalmassági szolgáltatások igénybevétele (ideértve a szűkületkezelést is) területükön, az intelligens hálózatokba, hálózatoptimalizálásba és egyéb innovatív technológiákba (pl. aktív hálózattervezés) történő befektetésre. (FNA 2026)	Közös iparági munka keretében szükséges a nemzetközi legjobb gyakorlatok és use-case-ek részletes vizsgálata, és ezek alapján költségelismérés szabályainak, a digitalizációs ösztönzőknek, valamint a rugalmassági (nem vezetékes eszközökre vonatkozó) beruházásokra költség-haszon elemzési módszertanának kidolgozása.

6.3. Digitalizáció

6.3.1. Digitalizáció az átviteli hálózaton

Az átviteli hálózat esetén a 46. táblázat szerinti eszközök tekinthetők a hálózattervezés vagy operatív üzemirányítás során alkalmazott aktív hálózatmenedzsment/digitalizációs eszközöknek.

46. táblázat: Digitalizációs eszközök az átviteli hálózaton

Eszköz	Várható hatás	Alkalmazása a hazai átviteli hálózaton
Dynamic Line/Thermal Rating (DLR/DTR)	Távvezetékek vagy transzformátorok növelt terhelhetősége kedvező környezeti viszonyok között	A MAVIR 2022-ben sikeresen zárta DLR pilot projektjét, mely során valós üzemi körülmények között validálásra került a technológia. Az éles üzemirányítási folyamatokban való alkalmazáshoz azonban az adatok üzemirányító rendszerbe történő integrálása szükséges. Emiatt a MAVIR elindította az AAR (Ambient Adjusted Rating) megoldás bevezetésének előkészítését. A tervezett AAR megoldás a környezeti paraméterek előrejelzéseinek ismeretében meghatározza az elemzések alapján kiválasztott távvezetékek terhelhetőségét. Az AAR kialakításával a MAVIR célja az üzemirányítási döntések támogatása a dinamikus terhelhetőségi értékek üzemirányító rendszerben történő megjelenítésével. További cél az AAR megoldás által számított adatok mérésekkel történő validációja, elemzése a módszertan továbbfejlesztése érdekében. A MAVIR 2026. folyamán az AAR megoldás kialakításához szükséges informatikai fejlesztések előkészítését végzi. A jogszabályi előírások és koordinált regionális módszertanokkal összhangban a későbbiekben a MAVIR a megoldás másnap és két napra előretekintő üzleti folyamatokba történő integrálását tervezi.
Advanced power-flow control (FACTS, PSTs)	Teljesítményáramlás aktív befolyásolása, hálózati szűkületek feloldása	PST-k vizsgálata megtörtént az osztrák-magyar és szlovák-magyar határon, de más, kevésbé költséges megoldások (pl. soros fojtók beépítése) alkalmazása preferált.
Topológia-optimalizáció	Operatív beavatkozások alkalmazásával hálózati szűkületek feloldása, fejlesztési igények csökkentése	A Hálózatfejlesztési Terv készítésekor operatív beavatkozások figyelembevétele folyamatosan megtörténik, a lehetséges beavatkozások listája az operatív területtel egyeztetve folyamatosan bővítésre kerül.
Teljes mértékben integrált tároló	Hálózati rugalmasság növelése, redispatch igény csökkentése	Az átviteli hálózaton 1 db ilyen projekt valósult meg, azonban KÖF feszültségszinten (átviteli állomásban). A hazai átviteli hálózaton jelentkező problémák megoldására tároló nem alkalmas.
Speciális sodronyok	Meglévő nyomvonalon elérhető jelentős kapacitásbővítés	Az átviteli hálózaton 220 kV-os feszültségszinten került alkalmazásra. Alternatívaként figyelembevételel kerül a Hálózatfejlesztési Terv készítése során.
Feszültség-meddőteljesítmény-szabályozó eszközök (pl. szinkronkompenzátor)	Feszültségstabilitás biztosítása	Dedikált meddőkompenzátor eszközök beépítése tervezett: Göd Kelet állomásban MSCDN egység, Pécs állomásban primer söntfojtó.

6.3.2. Digitalizáció az elosztói hálózaton

E.ON:

Az elosztóhálózatok digitalizációja olyan hálózati képességrendszer kifejlesztése, amely támogatja a decentralizált termelés, az elektrifikáció következtében növekvő fogyasztás és a nem fosszilis rugalmassági források biztonságosabb integrációját.

Az E.ON elosztói engedélyesei a digitalizációs törekvések egyik gyakorlati elemeként egyre nagyobb hangsúlyt fektetnek az aktív hálózatmenedzsmentre. Ennek eredményeként az elmúlt években egyre nagyobb számban kerültek telepítésre IVR (Inline Voltage Regulator – vonali feszültségszabályozó) berendezések és OLTC (On-Load Tap Changer – terhelés alatti fokozatkapcsoló) transzformátorok a kiefeszültségű hálózaton. Ezek a technológiák nagyban hozzájárulnak ahhoz, hogy a hálózati feszültségviszonyok aktívabban menedzselhetők legyenek, különösen olyan területeken, ahol a decentralizált termelés miatt a hagyományos passzív hálózatüzemeltetés már nem elegendő.

A kiefeszültségű hálózaton kívül az aktív hálózatmenedzsment az elosztóhálózat közepfeszültségű részén is fontos szerepet tölt be, ennek egyik kiemelt eszköze lehet a közepfeszültségű IVR. A közepfeszültségű IVR berendezések olyan területeken tudnak alternatívát nyújtani az elosztói engedélyesek számára, ahol már jelentkezik feszültségprobléma és a fogyasztói, valamint termelői mintázatok változása még jelentős mértékű bizonytalanságot hordoz magában. Az E.ON elosztói engedélyesei eddig egy pilot keretében tesztelték ezen eszköz alkalmazhatóságát. Az eszköz telepítését követően a korábban jelenlévő feszültségvolatilitás drasztikusan csökkent, ezzel javítva az ellátás minőségét.

Az E.ON elosztói engedélyesei a digitalizációs törekvések részeként az elmúlt években kiemelt figyelmet szenteltek a hálózati megfigyelhetőség javítására is. Ennek eredményeként jelentősen nőtt azon KÖF/KIF transzformátorállomások száma, ahol már rendelkezésre áll digitális feszültség- és árammérés. Ez fontos előrelépés, ugyanis a kiefeszültségű hálózatok esetében a valós mérési adatok rendelkezésre állása csekély volt korábban. Ezek a mérések támogatják a hálózati szolgáltatás minőségének javítását, a feszültség- és terhelési problémák korábbi felismerését, valamint a hálózat felvevő képességének pontosabb menedzselését.

Az okosmérés terjedése szintén fontos digitalizációs elem, ugyanis az okosmérés nem pusztán fogyasztásmérési vagy elszámolási eszköz, hanem a jövőbeli aktív elosztói engedélyesi működés egyik adatforrása is. Az E.ON elosztói engedélyeseinek ellátási területén 2020-tól jelentősen megnőtt a telepített okosmérők száma, jelenleg a teljes mérőállomány 13%-a okosmérő.

A digitalizáció és a rugalmasság kapcsolatának egyik legfontosabb eleme az E.ON elosztói engedélyesek esetében a saját fejlesztésű FLEX.ON rugalmassági platform. A platform célja, hogy támogassa a lokális hálózati rugalmasság azonosítását és alkalmazását, nemcsak a piaci alapú elosztói rugalmassági szolgáltatások beszerzését tekintve, hanem a rugalmas csatlakozási szerződéseket, valamint a nem piaci alapú teher-újraelosztást is ideértve. A FLEX.ON platform lehetővé teszi, hogy bizonyos lokális hálózati korlátok esetén nem kizárólag fizikai hálózatbővítést, hanem célzott rugalmassági beavatkozásokat is alkalmazhassanak az elosztói engedélyesek.

Az E.ON elosztói engedélyesei esetén megemlítenő digitalizációs törekvés még a DLR (Dynamic Line Rating – dinamikus távvezeték terhelhetőség) kísérleti jellegű tesztelése és alkalmazása is. A DLR jelentősége abban áll, hogy a vezetékek terhelhetősége nem kizárólag statikus, konzervatív határértékek alapján értékelhető, hanem a tényleges környezeti és üzemi feltételek figyelembevételével is, ami szintén hozzájárulhat a meglévő hálózati kapacitás hatékonyabb kihasználásához.

Az E.ON elosztói engedélyeseinek esetében a digitalizáció hozzájárulása több, egymást erősítő képességben jelenik meg, amelyek mind elősegíthetik az elosztott energiaforrások és a keresletoldali választékozások széles körű integrációját. Az IVR és OLTC technológiák támogatják az aktív feszültségmenedzsmentet, a KÖF/KIF transzformátorállomások mérései javítják a hálózat

megfigyelhetőségét, az okosmérési adatok új adatforrást teremhetnek az üzemzavar-kezelések számára, a FLEX.ON platform a lokális flexibilitási igények kezelését és a nem fosszilis rugalmassági források bevonását, a DLR pedig a meglévő hálózati kapacitás dinamikusabb kihasználását támogathatja. A következő kihívás és egyben feladat az, hogy ezek a technológiák és platformok ne elszigetelt fejlesztések maradjanak, hanem fokozatosan beépüljenek az E.ON elosztói engedélyeseinek az üzemszerű hálózattervezési, üzemviteli, minőségmenedzsment és rugalmassági folyamataiba.

MVM:

Az MVM elosztói társaságai szintén rendszerszinten integrálják a digitalizációs és aktív hálózatmenedzsment-megoldásokat a hálózatüzemeltetési gyakorlatukba. A kisfeszültségű (KIF) hálózaton alkalmazott IVR (Inline Voltage Regulator) technológia az MVM területén pilot jelleggel már sikeresen bizonyított: a berendezések hatékony átmeneti megoldást nyújtanak a decentralizált termelés okozta feszültségpanaszok gyors kezelésére mindaddig, amíg a hagyományos, fizikai hálózatmegerősítési és -fejlesztési munkálatok befejeződnek. Ezzel párhuzamosan a terhelés alatti fokozatkapcsolóval ellátott (OLTC) transzformátorok alkalmazása az MVM-nél már kilépett a kísérleti fázisból, és jelenleg is aktívan tart a további helyszínek célzott felkutatása és hálózatba illesztése. Ezen felül az MVM folyamatosan vizsgálja számos egyéb új technológia bevezethetőségét is a kisfeszültségű hálózaton, amelyek szintén a decentralizált termelés még hatékonyabb integrálhatóságát célozzák, a hagyományos hálózatfejlesztési megoldásokat kiegészítve a fejlesztő kollégák eszköztárában.

A hálózati megfigyelhetőség és a transzparencia növelése érdekében az MVM – az iparági trendekkel és törekvésekkel összhangban – folyamatosan és intenzíven bővíti a közép/kisfeszültségű (KÖF/KIF) transzformátorállomások tápponti mérési rendszerét, amelyek üzemirányítási rendszerbe történő integrációja jelenleg is folyamatban van. Cél, hogy 2030-ra közel a teljes hálózat mérve legyen. A valós idejű adatszolgáltatás mellett az okosmérés terjedése is kulcsfontosságú pillér: az európai uniós források (pályázatok) célzott felhasználásának köszönhetően az okosmérők lefedettsége az MVM hálózatain is elérte a megközelítőleg 13%-os arányt, megalapozva a jövőbeli adatvezérelt elosztói működést.

A meglévő hálózati infrastruktúra hatékonyabb kihasználását célzó DLR (Dynamic Line Rating – dinamikus távvezeték terhelhetőség) technológia terén az MVM szintén jelentős előrelépést tett a nagyfeszültségű távvezeték hálózatán. A kezdeti pilot projekten túlmutatva a dinamikus távvezeték-terhelhetőség mérése már a gyakorlatban is terjed és fokozatosan skálázódik. Ez a technológia közelebb viszi az elosztótársaságot ahhoz, hogy valós időben kapjon pontos képet a hálózat tényleges kiterheltségéről, és a kapott adatoknak megfelelően, rugalmasan tudja a valós üzemeltetési korlátokat figyelembe venni.

A hálózati transzparencia és a finomhangolt megfigyelhetőség növelését célozza az MVM kiemelt BSG (Békési Smart Grid) projektje is. A program lényege, hogy a hálózat egy nagyobb, egybefüggő mintaterületén rendszerszinten és tömegesen – több száz, illetve ezer darabos nagyságrendben – kerültek kihelyezésre különböző feszültség- és árammérő szenzorok. Ezek a mérőeszközök nem csupán a transzformátorállomásokban, hanem közvetlenül a kiskisfeszültségű elosztóhálózaton is méréseket végeznek. Ez a kiterjedt szenzorhálózat olyan nagyfelbontású és kiterjedt adathátteret biztosít, amely alapjaiban reformálhatja meg a lokális hálózati események detektálását, a terhelési profilok pontosabb megismerését, valamint a jövőbeli hálózattervezési és üzemviteli folyamatokat.

MVM DIMOP Plusz-2.2.2-24 releváns projektek:

SmartBox technológia a fogyasztói végpontokon: A DIMOP Plusz felhívás célkitűzéseivel összhangban az MVM kiemelt figyelmet fordít a végponti megfigyelhetőség és beavatkozási képesség növelésére, melynek egyik kulcseleme a SmartBox eszközök alkalmazása. A közvetlenül a mérőhelyeken elhelyezett berendezés képes a villamos fogyasztásmérők adatainak valós idejű kiolvasására, emellett olyan helyi adatkoncentrátorként és központi egységként funkcionál, amely integrálja a fogyasztói berendezések és decentralizált termelőeszközök adathálózati kapcsolatait. Ez a technológia kétirányú, valós idejű kommunikációt és vezérlést tesz lehetővé, miközben az elosztóhálózat

szempontjából egy transzparens, sűrűn beágyazott szenzorhálózatként működik, közvetlenül támogatva a dinamikus hálózatmenedzsmentet.

Rugalmassági platform és rendszerintegráció: A decentralizált termelés integrációjának másik alapvető feltétele a rugalmassági funkciók teljes körű fejlesztése és azok üzemirányítási folyamatokba történő beágyazása. A formálódó flexibilitási piacra történő aktív belépés az MVM 2024–2035-ös hosszú távú stratégiájának is szerves részét képezi. A pályázat keretében megvalósuló fejlesztési terjedelem első lépésben a napon belüli, az aktuális hálózati állapotokra reflektáló, automatizált rugalmasság-igénybevételi képesség megteremtésére fókuszál a normál üzemállapotok fenntartása érdekében. A platform későbbi skálázási fázisaiban a rugalmasságkezelés valamennyi feszültség szintre kiterjed majd, magában foglalva a hatásos és meddő teljesítmény aktív befolyásolását, valamint a hálózati elemek dinamikus kapcsolását is.

OPUS:

Az elosztóhálózatok digitalizációja olyan hálózati képességrendszer kifejlesztése, amely támogatja a decentralizált termelés, az elektrifikáció következtében növekvő fogyasztás és a nem fosszilis rugalmassági források biztonságosabb integrációját.

Az OPUS a digitalizációs törekvések egyik gyakorlati elemeként egyre nagyobb hangsúlyt fektet az aktív hálózatmenedzsmentre. Ennek eredményeként az elmúlt években kerültek telepítésre IVR (Inline Voltage Regulator – vonali feszültségszabályozó) berendezések és OLTC (On-Load Tap Changer – terhelés alatti fokozatkapcsoló) transzformátorok a kiefeszültségű hálózaton. Ezek a technológiák nagyban hozzájárulnak ahhoz, hogy a hálózati feszültségviszonyok aktívabban menedzselhetők legyenek, különösen olyan területeken, ahol a decentralizált termelés miatt a hagyományos passzív hálózatüzemeltetés már nem elegendő.

A kiefeszültségű hálózaton kívül az aktív hálózatmenedzsment az elosztóhálózat közepfeszültségű részén is fontos szerepet tölt be, ennek egyik kiemelt eszköze lehet a közepfeszültségű IVR. A közepfeszültségű IVR berendezések olyan területeken tudnak alternatívát nyújtani az elosztói engedélyesek számára, ahol már jelentkezik feszültségprobléma és a fogyasztói, valamint termelői mintázatok változása még jelentős mértékű bizonytalanságot hordoz magában.

Az OPUS a digitalizációs törekvések részeként az elmúlt években nagy hangsúlyt fektetett a hálózati megfigyelhetőség javítására is. Ennek eredményeként jelentősen nőtt azon KÖF/KIF transzformátorállomások számára, ahol már rendelkezésre áll digitális feszültség- és árammérés. Ez fontos előrelépés, ugyanis a kiefeszültségű hálózatok esetében a valós mérési adatok rendelkezésre állása csekély volt korábban. Ezek a mérések támogatják a hálózati szolgáltatás minőségének javítását, a feszültség- és terhelési problémák korábbi felismerését, valamint a hálózat felvevő képességének pontosabb menedzselését. A mérési adatok feldolgozása során alkalmazni kívánunk modern adatfeldolgozási módszereket is, például úgynevezett köztes adatrégeket.

Az okosmérés terjedése szintén fontos digitalizációs elem, ugyanis az okosmérés nem pusztán fogyasztásmérési vagy elszámolási eszköz, hanem a jövőbeli aktív elosztói engedélyesi működés egyik adatforrása is. Az OPUS ellátási területén 2020-tól jelentősen megnőtt a telepített okosmérők számára, jelenleg a teljes mérőállomány 11,5%-a okosmérő.

Az OPUS esetén megemlítendő digitalizációs törekvés még a DLR (Dynamic Line Rating – dinamikus távvezeték terhelhetőség) kísérleti jellegű tesztelése és alkalmazása is. A DLR jelentősége abban áll, hogy a vezetékek terhelhetősége nem kizárólag statikus, konzervatív határértékek alapján értékelhető, hanem a tényleges környezeti és üzemi feltételek figyelembevételével is, ami szintén hozzájárulhat a meglévő hálózati kapacitás hatékonyabb kihasználásához.

Az OPUS esetében a digitalizáció hozzájárulása több, egymást erősítő képességben jelenik meg, amelyek mind elősegíthetik az az elosztott energiaforrások és a keresletoldali válaszfeszültségű hálózatok széles körű integrációját. Az IVR és OLTC technológiák támogatják az aktív feszültségmenedzsmentet, a KÖF/KIF transzformátorállomások mérései javítják a hálózat megfigyelhetőségét, az okosmérési

adatok új adatforrást teremhetnek az üzemzavar-kezelések számára, a DLR pedig a meglévő hálózati kapacitás dinamikusabb kihasználását támogathatja. A következő kihívás és egyben feladat az, hogy ezek a technológiák és platformok ne elszigetelt fejlesztések maradjanak, hanem fokozatosan beépüljenek az OPUS üzemszerű hálózattervezési, üzemviteli, minőségmenedzsment és rugalmassági folyamataiba.

7. Összefoglalás

Az EMDR 19e. cikke alapján minden Tagállam köteles az ENTSO-E és az EU DSO Entity által kidolgozott és az ACER által jóváhagyott módszertan szerint 2026.07.25-ig kidolgozni nemzeti rugalmassági jelentését (FNA). A jelentés elkészítéséért az arra kijelölt szerv felelős, Magyarország esetén VET alapján ez az átviteli rendszerirányító. A jelentés tartalma a MEKH és a DSO-k részvételével közösen került kidolgozásra.

Az FNA jelentésnek összhangban kell lennie az ERAA/NRAA prognózisaival, valamint az átviteli és elosztói hálózatfejlesztési tervvel. Az első jelentés az ERAA-ban vizsgált sarokévek közül legalább kettőt kell tartalmazzon, melyek közül az egyik az uniós energiapolitikai célévek egyike. Az ENTSO-E és az EU DSO Entity iránymutatása értelmében ez a vizsgálati év 2030. A hálózati engedélyesek által választott másik sarokév az ERAA vizsgálati évekhez és a HFT 2025-höz igazodva 2035.

A módszertan alapján a VER rugalmassági igényeinek különböző típusai átfogó, ún. iránymutató kritériumok mentén kerülnek összefoglalásra. Ezek az iránymutató kritériumok biztosítják a tagállamok számára azt az alapot, mely alapján meghatározhatják a nem fosszilis alapú rugalmasságra vonatkozó indikatív nemzeti célkitűzéseiket, és azokat a Nemzeti Energia- és Klímaterveikben rögzíthetik.

A VER rugalmassági igényei az alábbiak szerint kerültek vizsgálatra:

- a megújuló (RES) integráció miatti rugalmassági igény azt vizsgálja, hogy integrálható-e a terhelés- és termelésoldali prognózisok alapján a NEKT szerinti megújuló termelés a VER-be,
- a teljesítményváltoztatási rugalmassági igény azt vizsgálja, hogy rendelkezik-e a VER a maradó terhelés órás változékonyságának lekövetéséhez szükséges fel és le irányú rugalmassági képességekkel másnapi időtávon, figyelembe véve a határkeresztező rugalmassági potenciált is,
- a rövid távú rugalmassági igény azt vizsgálja, hogy rendelkezik-e a VER a maradó terhelés előrejelzési hibájának kezeléséhez szükséges fel és le irányú rugalmassági képességekkel különböző (másnapi és valós idő közötti) időtávokon, figyelembe véve a határkeresztező rugalmassági potenciált is, és
- amennyiben valamely rendszerszintű rugalmasság esetén hiány azonosítható, az milyen eszközökkel kezelhető,
- a hálózati rugalmassági igény a hálózati okokból szükséges rugalmasságot vizsgálja, túlterhelődések és feszültségproblémák megelőzése/megoldása érdekében, átviteli vagy elosztóhálózati szinten,
- értékelésre kerülnek a piaci rugalmasság útjában álló akadályok, megfogalmazásra kerülnek az azok csökkentését célzó releváns intézkedések és ösztönzők, továbbá
- értékelésre kerülnek a hálózatok digitalizálásában rejlő lehetőségek.

A rendszerrugalmassági igények értékelése az ERAA 2025 referencia forgatókönyve alapján készült, annak három típusa, saját összeurópai, valószínűségi (Monte Carlo) alapú piacszimulációs modell eredményei alapján került elemzésre. A prognózisok közép- és hosszú távon jelentős naperőművi (14 GW) és szél erőművi (1,6 GW) felfutással számolnak a fogyasztás növekedése mellett, ez jelentős hatást gyakorol a VER rugalmassági igényeire. A forrásoldali változásoknak további lényeges eleme 3 új kombinált ciklusú gáz erőmű (CCGT) létesítése középtávon, illetve Paks II. üzembe lépése hosszú távon. Az ERAA prognózisai már középtávon közel 500 MW fogyasztói rugalmasság, valamint 1 600 MW ipari villamosenergia-tároló megjelenését is feltételezik.

Az átviteli- és elosztóhálózati rugalmassági igények meghatározása a HFT 2025 szerinti adatokból indul ki. Az átviteli hálózat fejlesztési elveivel összhangban sem fel irányú, sem le irányú átviteli hálózati rugalmassági igény nem került azonosításra. Az elosztói hálózati rugalmassági igények a rugalmas

csatlakozási szerződések szerinti üzemviteli korlátos erőművek várható korlátozásának becslésén keresztül került kiszámításra, a piaci alapú, elosztói rugalmassági platformokon keresztül igénybe vett rugalmasság a jelenlegi pilot fázis tapasztalatai alapján, kellő érettség után növelheti a fel és le irányú elosztóhálózati rugalmassági igényeket is.

A 44. táblázatban összefoglalt iránymutató kritériumok alapján:

- A megújuló energiaforrásokból termelt villamos energia hatékony integrálásának egyik mérőszáma a RES integráció miatti rugalmassági igény, ennek célfüggvénye a termeléskorlátozás NEKT szerinti célszámok teljesítéséhez szükséges mértékre való csökkentése. A prognózisok alapján a RES termeléskorlátozás mértéke az éves hazai fogyasztás 1,5%-a körüli, átlagosan 200 óra körül alakul a termeléskorlátozással érintett órák száma. A NEKT szerinti megújuló integrációs célszámok a várható terhelési és forrásoldali prognózisok mentén minden vizsgálati évben teljesülnek, így nem került azonosításra **RES integráció miatti rugalmassági hiány**.
- Tekintettel arra, hogy a hálózati rugalmassági igényekből fakadó le irányú rugalmassági igények éves aggregált összege sem haladja meg a szimulációs eredmény 10%-át, nem volt szükséges az eredmények finomhangolása. A további le irányú rendszerszintű (teljesítményváltóztatási, rövid távú) hiányok, melyek szintén termeléskorlátozást eredményezhetnek – az első ciklusban – nem kerültek visszacsatolásra, de éves mértékük alapján nem várható a RES integrációs célszám túllépése. Új, nem fosszilis rugalmassági eszközök rendszerbe integrálásának vizsgálata a termeléskorlátozás csökkentése érdekében nem volt szükséges az első jelentés eredményei alapján.
- A rendszerrugalmasság másik két típusa esetén azonosításra kerültek hiányok és így azok kezelésére alkalmas eszközök. A **teljesítményváltóztatási és rövid távú hiányok** kezelésére tett javaslatok a határkeresztező képességek korlátozott rendelkezésre állása szerinti forgatókönyvre vonatkoznak, a konzervatívabb megközelítés oka, hogy:
 - az ERAA 2025 forrásoldali jövőképe nagymértékben épít mind a hagyományos, mind a megújuló erőművek esetén új egységekre, továbbá feltételez olyan üzemidő-hosszabbítási döntéseket, melyek beruházói oldalról nem megerősítettek,
 - az ERAA 2025 jelentős határkeresztező bővítést feltételez már az első vizsgálati évre,
 - a határkeresztező képesség optimista figyelembevételre elfedné a hazai rendszer rugalmassági fejlesztési igényeit, még annak ellenére is, hogy a határkeresztező képességek rendelkezésre állása a historikus, másnapi időtáv után rendelkezésre álló átviteli kapacitási (ATC) adatok alapján szűkítésre került, továbbra is tartalmaz – az FNA módszertannak megfelelő – egyszerűsítéseket, mivel a külföldi rugalmas képességet nyújtó források elérhetősége nem került modellezésre, illetve a kiegyenlítő szabályozási energiapiacokhoz köthető likviditási korlátok jelenleg a kiegyenlítetlenség-nettósításhoz (IGCC) köthető ATC korlátokkal kerültek figyelembevételre, de a vizsgálati időtávokon a MARI és PICASSO platformokhoz köthető ajánlati vagy hálózati korlátok fogják meghatározni a valós import/exportképességeket.
- A VER-ben a maradó terhelés órás változékonyságának kezelésére fel irányban nem lesz elegendő eszköz az import konzervatívabb figyelembevétel mellett. A terhelési és a naperőművi termelési profilhoz illeszkedve fel irányú képességekre két lokális csúcsban van szükség, a reggeli órákban, valamint a délutáni-esti csúcsban. A **fel irányú teljesítményváltóztatási hiányok**at elsősorban új képességek tudják hatékonyan kezelni, úgy, mint olyan fogyasztók, melyek a reggeli és esti csúcsban képesek fogyasztásukat csökkenteni, ideértve a P2X technológiákat, explicit és implicit DSR-t, valamint olyan tárolók, melyek a beépített teljesítmény vagy a tárolási potenciál (>2 óra) növelésével rendelkezésre tudnak állni kitarolásra ezekben az órákban. A fentieken túl kiemelten fontos, hogy minden olyan eszköz megvalósulása és rendszerben maradása szükséges a hiányok elkerüléséhez, mely az ERAA 2025 prognózisai alapján feltételezett, így a képességek meghatározó részét biztosító gáz- és

olajtüzelésű erőművi portfólió (új és meglévő) és a feltételezett ipari akkumulátoros villamosenergia-tárolók.

- A VER képessége a **maradó terhelés órás változékonyságának kezelésére le irányban** jobb, az export hatékonyan csökkenti a hiányos időszakok számát és mértékét, a fennmaradó hiányok kezelése a rövid távú hiányok fedezésére alkalmas eszközökkel (ld. lentebb) javasolt.
- A VER-ben a maradó terhelés előrejelzési hibájának, valamint váratlan kiesések kezelésére fel irányban a másnapi (DA) és valós idő közötti időtávon (RT) sincs elegendő eszköz, a nagy hiányok bekövetkezésnek valószínűsége azonban alacsony. A határkeresztező képességek jelentős mértékben csökkentik a fel irányú hiányokat. A **fel irányú rövid távú hiányok** esetén szükséges, hogy a piaci szereplők a menetrend-módosítások időtávján kezeljék a napközbeni időszakban jelentkező hiányokat, így az nem a TSO időtávján a TSO által elérhető eszközökkel kell megszüntetésre kerüljön, vagyis kiemelten fontos, hogy elsősorban nagykereskedelmi piaci alapon működő, érzékeny eszközök szükségesek az ilyen típusú hiányok kezelésére. Ilyen eszközök olyan fogyasztók, melyek a napközbeni órákban képesek fogyasztásukat csökkenteni, ideértve a P2X technológiákat, explicit és implicit DSR-t, valamint olyan tárolók, melyek az ID piac jelzései alapján aktívan tudják változtatni arbitrázs ciklusait, illetve a tárolási potenciál (>2 óra) növelésével a napközbeni órákban is rendelkezésre tudnak állni kitárolásra. A fentieken túl a rövid távú fel irányú hiányok esetén is kiemelten fontos az ERAA 2025 prognózisai alapján feltételezett képességek megléte (gáz- és olajtüzelésű erőművek, ipari akkumulátoros villamosenergia-tárolók). A TSO időtávján már csak gyorsan indítható, biztosan rendelkezésre álló eszközök, rugalmasan leállítható fogyasztók, illetve a MARI és PICASSO platformok révén – a szükséges rendelkezésre álló határkeresztező kapacitás feltételezésével – elérhető kiegyenlítő szabályozási energia állhat rendelkezésre.
- A VER képessége a maradó terhelés előrejelzési hibájának kezelésére le irányban a másnapi és valós idő közötti időtávon (DA-RT) kisebb hiányokat eredményez, az időjárásfüggő termelőket és az export képességeket igénybe véve közel elegendő eszköz állhat rendelkezésre. A **le irányú rövid távú hiány** az időjárásfüggő termelők érzékenységeinek növelésével (KÁT, METÁR), illetve a TSO időtávján a kiegyenlítő szabályozásba való bevonással (akkreditáció, szabályozásienergia-piac) kezelhető.
- Az átviteli hálózat fejlesztési elveivel összhangban sem fel irányú, sem le irányú **átviteli hálózati rugalmassági igény** nem azonosítható.
- Az **elosztóhálózati rugalmassági igények** a rugalmas csatlakozási szerződések szerinti üzemviteli korlátos erőművek várható korlátozásának becslésén keresztül kerültek kiszámításra. A figyelembe vett, közel 1,4 GW beépített teljesítményű, korlátozható naperőműves termelő várható korlátozása 43 GWh körüli, mely nem haladja meg a potenciális hazai naperőműves termelés 0,25%-át vagy a prognosztizált fogyasztás 0,07%-át.

A javasolt eszközök tekintetében érdemes szem előtt tartani az ERAA 2025 és a legfrissebb HFT prognózisok és energiapolitikai döntések közötti eltéréseket:

- mindkét scenárió központi eleme a 3 új CCGT megvalósulása, ezek azért képesek nagymértékű fel irányú rugalmasságot biztosítani, mert a nagykereskedelmi villamosenergia-piaci prognózisok alapján alacsony munkaponton üzemelnek, mely gazdasági életképességüket nagymértékben befolyásolhatja,
- olyan rugalmas fogyasztók is részét képezik a képességeknek, melyek összességében ugyan kis részét jelentik a VER teljes rugalmassági potenciáljának (500 MW körül), de a prognózisoktól való elmaradás növelni fogja a hiányokat, a rugalmas fogyasztók megjelenésének kulcsfontosságú a piaci és technikai korlátok felszámolása (okosmérés, rugalmas árú fogyasztási szerződések),
- az ipari villamosenergia-tárolói prognózisok jelentősen magasabbak az ismert igények alapján (konzervatív 2902 MW/5803 MWh, illetve optimista 4900 MW/9799 MWh), de a megvalósuló

tárolók kapcsán tett legfontosabb megállapítás az, hogy ezeknek a DA és kiemelten az ID piacon végzett, tisztán piaci (működési támogatás nélküli) viselkedése tudja megteremteni a szükséges órák rugalmassági képességét,

- a várható szélerőművi felfutás (addicionális 4 GW üzembeépítése 2030-tól kezdődően) növelni fogja az éjszakai órák rugalmassági igényeit, ezt le irányban kompenzálni tudja, ha ezek érzékeny, tisztán piaci alapú erőművekként létesülnek.

A piaci korlátok az ACER által megadott szempontrendszer szerint kerültek felmérésre, több akadály került azonosításra, melyekre vonatkozóan számos intézkedési javaslat került megfogalmazásra:

- Az **új belépők és kis szereplők piacra lépésének jogi akadályainak** egy része jogszabályi, szabályozati szintű definíciók és keretek hiányából fakad/fakadt, ezek felszámolása egyrészt a magasabb szintű jogszabályokban, valamint a szolgáltatások részletszabályait tartalmazó ellátási szabályzatokban kezelésre került. A fennmaradó – például független aggregátorokra, aggregátor modellekre vonatkozó – korlátok felszámolása részét képezi Magyarország Helyreállítási és Ellenállóképességi Tervének, a VET módosítás keretében bizonyos elemek átvezetésre is kerültek.

Az új belépők és a kis szereplők piacra lépését segítően továbbá:

- A jogi szabályozási alapok tisztázása, ideértve a kereskedelmi engedélyezés és aggregátori tevékenység szabályozásának áttekintését, valamint az engedélyköteles, illetve nem engedélyköteles tevékenységek összehangolását (felügyeleti díjfizetési és adózási kötelezettséggel kapcsolatos kérdéseket is beleértve).
- A szabályozási célmodellek meghatározása, vagyis a hazai aggregációs célmodell(ek) meghatározásának előkészítése (az aggregátor, kereskedő, TSO-DSO szerep- és felelősségi köreinek meghatározása, különösen mérési, hálózathasználati, törzsadati, üzemelőkészítési és elszámolási szabályok kérdései).
- A transzparencia fejlesztése a piaci szereplők – másnapi, napközbeni, kiegyenlítő szabályozási, szűkületkezelési – piacokon való részvételének monitorozása révén (aggregátor, energiaközösség).
- Az energiamenedzsment képességek növelése, az ipari és kereskedelmi szegmensben a keresletoldali válasz (DSR) előtt álló strukturális problémák feltárása és megoldási javaslatok kidolgozása.
- A **rugalmasság biztosítását elősegítő tényezők és ösztönzők**, úgy, mint az okosmérés, valamint az árjelzés és időszakalapú villamosenergia-fogyasztási szerződések terén történtek előremutató lépések az elmúlt években, de azok korántsem teljes körűek. Az okosmérés elterjesztése (jogszabályi keretek és fizikai megvalósítás terén egyaránt), valamint a dinamikus árazású villamosenergia-szerződések elterjedését ösztönző szabályozások úgyszintén kiemelt részét képezik Magyarország Helyreállítási és Ellenállóképességi Tervének, egy részük a VET módosítás keretében már előtérbe került.
 - A fentiek mellett kiemelt jelentőségű a dinamikus árazású szerződések elterjedésének és gyakorlatának nyomonkövetése, továbbá elősegítené az okosmérők által lehetővé tett szolgáltatások elterjedését az okosmérés vonatkozásában javasolt hazai célszám meghatározása, az uniós törekvésekkel összhangban.
 - Hasonlóan jelentős előrelépést jelentene a már kialakított KIF IV. tarifa gyakorlati alkalmazásának megkezdése.
 - Ezen felül az árjelzéseknek a rendszerhasználók felé történő megfelelő közvetítését szorgálná a meglévő támogatási rendszerek (KÁT, METÁR) átalakítása.
- A **kiegyenlítő szolgáltatások nyújtására vonatkozó követelmények** terén a 2026. október 1-re ütemezett MARI és PICASSO platformokhoz való csatlakozás számos érdemi változást hoz az

európai célmodellnek való teljeskörű megfelelés érdekében. Az akkreditációs követelmények terén potenciális korlátként lehet tekinteni kiegyenlítő szabályozási piacokra vonatkozó egy utasított minimum 5 MW-os, felhasználói utasított egységnél minimum 1 MW-os akkreditációs küszöbértékre, azonban jelenleg is bármilyen, HMKE méretet meghaladó beépített teljesítményű szereplő (1 MW alatt is) akkreditálása lehetséges bármely termékre aggregátor részeként, így az aktuális akkreditációs küszöb nem jelent valódi belépési korlátot a piacokra a kisebb szereplőknek.

- A kapacitástermékek beszerzése esetén érvényben lévő, hosszabb távú beszerzésre vonatkozó derogáció a hazai tartalékpiacon strukturális körülményeire alapoz, a derogációs kérelem meghosszabbítása – 2027. év végéig megelőzően – a forrásoldali struktúra átalakulását figyelembe vevő részletes elemzés alapján lehet indokolt. A kapacitástermékek beszerzése tekintetében a további fejlesztések kapcsán vizsgálandó a kiegyenlítő szabályozási energiapiaci integrációt követően az európai kiegyenlítő szabályozási kapacitáspiaci integrációs projekt(ek)ben (pl. ALPACA) való esetleges részvétel az európai célmodellnek megfelelően, kiemelve a határkeresztező kapacitáskezelési és ellátásbiztonsági aspektusokat.
- A **szűkületkezelési piacok** tekintetében kimondható, hogy ugyan bármely szereplő jogosult akkreditációt szerezni, de a szűkületkezelési eljárás mivoltából fakadóan a lokáció egyértelműen meghatározza a piaci szereplők részvételi lehetőségét. A szűkületkezelés terén az elosztói rugalmassági piacok implementálásában számos előrelépés történt az elmúlt években. Az elosztói rugalmassági piacok szabályozási környezete részletesen kialakított, de a piacok maguk jelenleg még pilot projektek keretében működnek, az üzemviteli tervezés során kevésbé hangsúlyos módon vannak figyelembe véve.
 - A pilot projektek tapasztalatai alapján szükséges a rugalmassági szolgáltatás költségelismerési részletszabályainak kidolgozása, az eszközök távoli szabályozási képességének fejlesztése, valamint a kiszámítható piacműködést biztosító feltételek kialakítása.
- A **hálózati csatlakozások** terén tekintettel arra, hogy a közcélú hálózat befogadóképessége még hálózatfejlesztések folyamatos megvalósítása mellett is korlátos, a beépített teljesítményhez igazodó betáplálási kapacitással rendelkező igények korlátlan (first-come-first-served) befogadása már nem megvalósítható. Feszültség szint és betáplálási igény szerint van különbség a csatlakozási eljárások esetén, közép- és nagyfeszültségű hálózatokon betáplálási célú csatlakozás az elérhető szabad kapacitások kiosztására irányuló pályázati kiírás keretében történik. Emellett az igények biztosítását elősegítendő új csatlakozási ajánlatok is érvényben vannak, úgy, mint az ideiglenes kizárási időszakot tartalmazó csatlakozások, betáplálási teljesítmény nélküli (visszwattos), valamint a többlet betáplálási teljesítmény nélküli csatlakozó technológiamódosító igények kapacitáspályázati eljáráson kívüli benyújthatósága. Az érvényes szabályozás értelmében a háztartási méretű kiserőművek a kisfeszültségű transzformátorok zárt áramköreiben a zárolás feloldásáig nem táplálhatnak be, ez a csatlakozást magát nem lehetetleníti el, visszwatt védelem mellett a csatlakozás továbbra is megengedett. Az elosztói engedélyesek kötelezettek a zárolások mielőbbi feloldására intézkedési tervek kidolgozásával.
 - A csatlakozási kapacitásokkal kapcsolatos nagyobb transzparencia érdekében az ENTSO-E és EU DSO által fenntartott Capacitypedia felületen az elosztói információk mellett szerepelni fog a MAVIR által publikálandó adatokra vonatkozó hivatkozás is. A publikáció – iparági egyeztetés alapján – minden szükséges adatot táblázatos formában fog tartalmazni.
- A hálózati engedélyesek a **hálózat tervezése** során a legkisebb költség elve mentén figyelembe veszik a lehetséges vezeték nélküli alternatívákat és a digitalizáció lehetőségét, azonban az árszabályozási keretrendszer nem tartalmaz erre vonatkozóan külön ösztönzőket.
 - Közös iparági munka keretében szükséges a nemzetközi legjobb gyakorlatok és use-case-ek részletes vizsgálata, és ezek alapján a költségelismerés szabályainak, a digitalizációs

ösztönzőknek, valamint a rugalmassági (nem vezetékes eszközökre vonatkozó) beruházások költség-haszon elemzési módszertanának kidolgozása.

ÁBRAJEGYZÉK

1. ábra: FNA módszertani folyamata.....	17
2. ábra: Maradó terhelés jelleggörbéi (CET).....	27
3. ábra: RES termeléskorlátozás sűrűségfüggvénye és tartamdiagramja.....	29
4. ábra: RES termeléskorlátozás (MW) szezonális és napi alakulása (hőtérikép) (CET).....	31
5. ábra: RES termeléskorlátozás napi jelleggörbéi (CET).....	31
6. ábra: RES termeléskorlátozás GAM modell - 2030 (CET).....	32
7. ábra: Fel irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény sűrűségfüggvénye és tartamdiagramja.....	35
8. ábra: Le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény sűrűségfüggvénye és tartamdiagramja.....	35
9. ábra: Fel irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény (MW) szezonális és napi alakulása (hőtérikép) (CET).....	36
10. ábra: Fel irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény napi jelleggörbéi (CET).....	36
11. ábra: Le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény (MW) szezonális és napi alakulása (hőtérikép) (CET).....	37
12. ábra: Le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény napi jelleggörbéi (CET).....	37
13. ábra: Fel irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény GAM modell - 2030 (CET).....	39
14. ábra: Le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági igény GAM modell - 2030 (CET).....	39
15. ábra: Fel irányú teljesítményváltoztatási képességek rendelkezésre állása.....	43
16. ábra: Le irányú teljesítményváltoztatási képességek rendelkezésre állása.....	43
17. ábra: Fel irányú teljesítményváltoztatási hiány sűrűségfüggvénye és tartamdiagramja.....	46
18. ábra: Le irányú teljesítményváltoztatási hiány sűrűségfüggvénye és tartamdiagramja.....	47
19. ábra: Fel irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány (MW) szezonális és napi alakulása (hőtérikép) (CET).....	48
20. ábra: Le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány (MW) szezonális és napi alakulása (hőtérikép) (CET).....	49
21. ábra: Fel irányú teljesítményváltoztatási hiány GAM modell - 2030 (CET).....	52
22. ábra: Le irányú teljesítményváltoztatási hiány GAM modell - 2030 (CET).....	52
23. ábra: Fel irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány napi jelleggörbéi (CET).....	54
24. ábra: Az egyes képességtípusok hozzájárulásának megoszlása a fel irányú teljesítményváltoztatási igények kielégítéséhez (2030 – határkeresztező képességek korláttal).....	55
25. ábra: Az egyes képességtípusok hozzájárulásának megoszlása a fel irányú teljesítményváltoztatási igények kielégítéséhez (2035 – határkeresztező képességek korláttal).....	55
26. ábra: Le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány napi jelleggörbéi (CET).....	56
27. ábra: Fel irányú teljes rövid távú képességek rendelkezésre állása.....	63
28. ábra: Le irányú teljes rövid távú képességek rendelkezésre állása.....	63
29. ábra: Rövid távú rugalmassági hiányesemény bekövetkezési valószínűsége.....	64
30. ábra: Fel irányú rövid távú rugalmassági hiány sűrűségfüggvénye és tartamdiagramja időtávok szerint - 2030.....	70
31. ábra: Fel irányú rövid távú rugalmassági hiány sűrűségfüggvénye és tartamdiagramja időtávok szerint - 2035.....	71
32. ábra: Le irányú rövid távú rugalmassági hiány sűrűségfüggvénye és tartamdiagramja időtávok szerint - 2030.....	72
33. ábra: Le irányú rövid távú rugalmassági hiány sűrűségfüggvénye és tartamdiagramja időtávok szerint - 2035.....	73

34. ábra: Fel irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány (MW) szezonális és napi alakulása (hőterkép) (CET)	75
35. ábra: Le irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány (MW) szezonális és napi alakulása (hőterkép) (CET)	76
36. ábra: Fel irányú teljes rövid távú hiányeseményhez kapcsolódó várható energia (MWh) hőterképe (CET)	77
37. ábra: Le irányú teljes rövid távú hiányeseményhez kapcsolódó várható energia (MWh) hőterképe (CET)	78
38. ábra: Fel irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány GAM modell – 2030 (CET)	81
39. ábra: Le irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány GAM modell – 2030 (CET)	81
40. ábra: Fel irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány napi jelleggörbéi (CET)	83
41. ábra: Az egyes képességtípusok hozzájárulásának megoszlása a fel irányú rövid távú igények kielégítéséhez (2030 – határkeresztező képességek korláttal)	83
42. ábra: Az egyes képességtípusok hozzájárulásának megoszlása a fel irányú rövid távú igények kielégítéséhez (2035 – határkeresztező képességek korláttal)	84
43. ábra: Le irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány napi jelleggörbéi (CET)	85
44. ábra: Az egyes képességtípusok hozzájárulásának megoszlása a le irányú igények kielégítéséhez (2030 – határkeresztező képességek korláttal)	86
45. ábra: Az egyes képességtípusok hozzájárulásának megoszlása a le irányú igények kielégítéséhez (2035 – határkeresztező képességek korláttal)	86
46. ábra: NAF konvergencia diagram	89
47. ábra: KÖF konvergencia diagram	91

TÁBLÁZATJEGYZÉK

1. táblázat: A VER rugalmassági igényei	7
2. táblázat: FNA jelentés adatszolgáltatásaihoz kapcsolódó ütemterv	15
3. táblázat: FNA módszertani elemek összefoglalása	18
4. táblázat: ERAA 2025 hazai forrásoldalra vonatkozó bemeneti adatai	21
5. táblázat: NEKT szerinti RES-E célszám	23
6. táblázat: ERAA 2025 bemeneti adatok a RES célszám számításához	23
7. táblázat: RES integrációs célszám	24
8. táblázat: Maradó terhelés időbeli ingadozása	28
9. táblázat: Maradó terhelés ciklikussága	28
10. táblázat: Termeléskorlátozás korrekciója	29
11. táblázat: RES termeléskorlátozás jellemzőinek leíró statisztikája	30
12. táblázat: RES termeléskorlátozás korrelációja a megújuló termeléssel és terheléssel	32
13. táblázat: RES integráció miatti rugalmassági hiány	33
14. táblázat: Teljesítményváltoztatási rugalmassági igény jellemzőinek leíró statisztikája	34
15. táblázat: A teljesítményváltoztatási rugalmassági igény korrelációja a megújuló termeléssel és terheléssel	38
16. táblázat: Teljesítményváltoztatási rugalmassági képességek meghatározásának elvei	40
17. táblázat: Határkeresztező rugalmassági képesség meghatározása során figyelembe vett korlátok	41
18. táblázat: Fel irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány jellemzőinek leíró statisztikája	44
19. táblázat: Le irányú teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány jellemzőinek leíró statisztikája	45
20. táblázat: A teljesítményváltoztatási rugalmassági hiány korrelációja a megújuló termeléssel és terheléssel	50
21. táblázat: Forrásmegfelelőségi mutatók és fel irányú teljesítményváltoztatási hiány	53
22. táblázat: Rövid távú rugalmasság időtávjai	58
23. táblázat: Menetrendezési hiba	58
24. táblázat: Fel irányú rövid távú rendszerrugalmassági igény	59
25. táblázat: Le irányú rövid távú rendszerrugalmassági igény	59
26. táblázat: Rövid távú rugalmassági képességek meghatározásának elvei	60
27. táblázat: Határkeresztező rugalmassági képesség meghatározása során figyelembe vett korlátok	62
28. táblázat: Fel irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány	67
29. táblázat: Le irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány	68
30. táblázat: Fel irányú gyors rövid távú rugalmassági hiány	69
31. táblázat: Le irányú gyors rövid távú rugalmassági hiány	69
32. táblázat: Fel irányú nagyon gyors (gradiens) rövid távú rugalmassági hiány	69
33. táblázat: Le irányú nagyon gyors (gradiens) rövid távú rugalmassági hiány	69
34. táblázat: A teljes rövid távú rugalmassági hiány korrelációja a megújuló termeléssel és terheléssel	79
35. táblázat: Forrásmegfelelőségi mutatók és fel irányú teljes rövid távú rugalmassági hiány	82
36. táblázat: NAF számításához felhasznált hálózati és teljesítmény adatok	88
37. táblázat: NAF rendelkezésre nem állási statisztikák	88
38. táblázat: KÖF számításához felhasznált hálózati és teljesítmény adatok	90
39. táblázat: KÖF rendelkezésre nem állási statisztikák	90

40. táblázat: E.ON elosztói piaci rugalmassági pilot	92
41. táblázat: Elosztóhálózati rugalmassági igény	96
42. táblázat: Elosztóhálózati rugalmassági igények éves aggregált összege	97
43. táblázat: Elosztóhálózati rugalmassági igény jellemző hossza és két igény között eltelt idő	97
44. táblázat: Iránymutató kritériumok	99
45. táblázat: Piaci korlátok és azok felszámolása.....	146
46. táblázat: Digitalizációs eszközök az átviteli hálózaton	151

1. SZÁMÚ MELLÉKLET – Piacszimulációs modell részletes leírása

Az FNA módszertan 7. cikk 3. pontja szerint a rendszerrugalmassági igények elemzése a legutolsó jóváhagyott ERAA/NRAA eredményeinek kiértékelésén, vagy saját, ERAA/NRAA inputokat alkalmazó piacszimulációs modell felhasználásával készül. Jelen FNA jelentés saját piacszimulációs modell eredményeit dolgozza fel az alábbi részletek szerint.

A piacszimuláció alapja egy összeurópai piacmodell a francia rendszerirányító (RTE) által fejlesztett Antares programban leképezve. Az Antares az ENTSO-E középtávú forrásmegfelelőségi elemzésének (European Resource Adequacy Assessment – ERAA) és a 10 éves hálózatfejlesztési tervének (Ten-Year Network Development Plan – TYNDP), valamint több – például a belga, a francia, az osztrák és a szerb – rendszerirányító hasonló elemzéseinek egyik szimulációs eszköze, mely alkalmas a regionális villamosenergia-piacok modellezésére, illetve ellátásbiztonsági mutatók meghatározására.

Az Antares sztochasztikus, ún. Monte Carlo szimulációt végez, azaz véletlenszerűen kombinálja a termelési oldal elemeit, így az időjárásfüggő megújuló erőművek időjárási évektől (ún. klíma évektől) függő termelését és a hagyományos termelők karbantartási mutatók és kiesési valószínűség alapján képzett rendelkezésre állási idősorait, majd ehhez illeszti a klíma évektől függő terhelést. A modell tökéletes előrelátást („perfect foresight”) feltételez, vagyis az optimalizálás során a teljes vizsgált időszak keresleti, termelési és hálózati korlátai előre ismertek. A technológiák változó költségeinek sorrendbe állításával az Antares optimalizációt végez a legkisebb rendszerszintű költség elve mentén, a termelés és a fogyasztás egyensúlyának célfüggvénye mellett, és így szolgáltat eredményt a várható termelésről (munkapontok), import-export szaldóról és az esetleges forráshiányról. A modell óras léptékű, és kizárólag az indítási és változó költségeket tartalmazza (az ajánlati ár megegyezik az adott technológia változó költségével).

Az Antares-ben leképezett összeurópai piacmodell az ENTSO-E tagállamokat ajánlattételi övezetekre bontja, ahol alapvetően egy övezet egy országot képez le, néhány eset kivételével, mint például a 4 övezetre osztott Svédország. Az ERAA modellezéshez illeszkedve Ukrajna nem képezi részét a piacmodellnek.

Az FNA piacmodell esetén:

- a hagyományos nagyerőművek leképezése erőmű vagy erőművi blokk szintű részletezettségű, melynek megvalósítása az ENTSO-E piacmodellezési adatbázisa (Pan-European Market Modelling Database – PEMMDB) alapján történt, tervezett kiesésük az ERAA 2025-ben meghatározott, optimalizált kiesési idősorokkal modellezett,
- a hagyományos kiserőművek leképezése aggregált módon történik,
- a modell részét képezi további minden, a PEMMDB szerint nagykereskedelmi piacon elérhető P2X, villamosenergia-tároló és DSR technológia is, aggregált módon,
- a szél-, víz- és naperőművek termelésének modellezése szintén aggregáltan, az ENTSO-E Összeurópai Éghajlati Adatbázis (Pan-European Climate Database – PECD) felhasználásával történt, mely a jövőbeni klíma évekre prognosztizált óras korrelált szél- és naperőművi kapacitásfaktorokat, illetve a vízerőművek esetén óras vízhozam idősorait tartalmazza,
- a hálózati korlátok a CORE és NORDIC régióban áramlásalapú (flow-based) korlátokkal, a többi metszék esetén NTC alapon kerültek leképezésre, továbbá
- a modellben figyelembevételre kerültek az ERAA gazdasági életképesség vizsgálata (EVA) alapján várhatóan leépülő hagyományos erőművek, illetve a várhatóan belépő új hagyományos, DSR és tároló kapacitások, valamint
- az ERAA 2025 prognózisai szerinti FCR és FRR tartalékkapacitások a TSO-k adatszolgáltatásának megfelelően csökkentik a rendelkezésre álló kapacitások mértékét (elérhető kapacitás alapján a megjelölt technológiákra arányosan szétosztva).

Az FNA 6. cikk 5. pontja értelmében az első jelentés modelljének az EVA szerinti 3 klímaév (WS23, WS27 és WS35) és 20 db erőművi és hálózati kiesési idősor képezi részét, így összesen 60 MC év adódik. A következő jelentés már teljeskörűen, az ERAA szerinti – várhatóan 36 klímaév és 15 db kiesési idősor – 540 MC év elemzését fogja tartalmazni.

A modellbe az alábbi táblázat szerinti műszaki - technikai paraméterek kerültek beépítésre.

Paraméter	Leírás	ERAA 2025	FNA
Kényszermenetrend (must-run) [MW]	Egyetlen vagy több egységre vonatkozó minimális órás termelési idősor	modellezett	modellezett
Teljesítménycsökkentés (derating) [MW]	Egyetlen vagy több egységre vonatkozó órás rendelkezésre álló teljesítmény csökkentési idősor	modellezett	modellezett
Szabályozási minimum [MW]	Szabályozási minimum	nem modellezett	modellezett
Indítási idő [h]	0 és a szabályozási minimum elérése közötti szükséges időtartam	nem modellezett	nem modellezett
Gradiens [MW/h]	Órás terhelésváltoztatási sebesség	nem modellezett	nem modellezett
Igénybevételi idő legkisebb értéke [h]	A szabályozási minimum elérését követően a leállításhoz szükséges minimális üzemidő	nem modellezett	modellezett
Leállítási idő legkisebb értéke [h]	A leállítást követő következő indításhoz szükséges minimális állási idő	nem modellezett	modellezett
Indítási költség [€]	Az egység indításának költsége	nem explicit modellezett, az optimalizáció után kerül hozzáadásra	nem explicit modellezett, az optimalizáció után kerül hozzáadásra
CHP bevételi profil [€/MWh _e /h]	a hőpiaci bevételek reprezentáló, változó költségeket módosító órás profil	modellezett	modellezett

A gradiens modellezése várhatóan a következő FNA ciklus során a szoftver paraméterek fejlesztésével megvalósíthatóvá válik, azonban tekintettel arra, hogy a hazai erőművek – az atomerőműveket leszámítva – a szabályozási minimum és a beépített teljesítmény között 1 órán belül fel-, illetve leterheltetők, ez nem tekinthető jelentős modellezési elhanyagolásnak. A rendszer szempontjából sokkal fontosabb rugalmassági paraméter a szabályozási minimum, valamint az igénybevételi és a leállítási idő legkisebb értéke.

2. SZÁMÚ MELLÉKLET – Részletes statisztikák (Excel)

3. SZÁMÚ MELLÉKLET – FNA common data template (Excel)