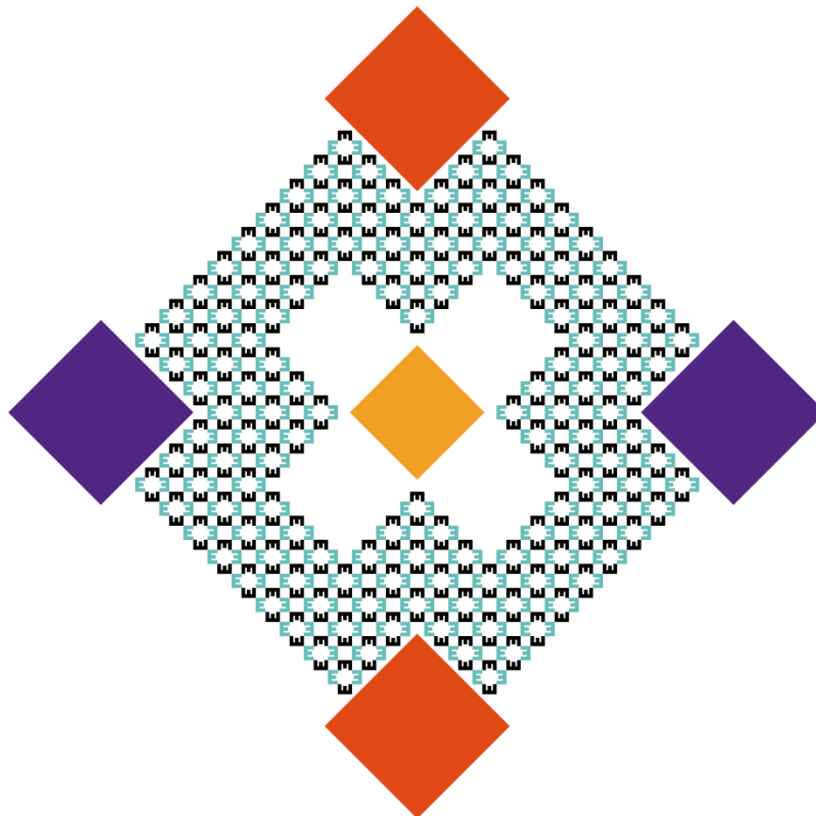




# Hálózatfejlesztési igények Magyarországon



## Hálózatfejlesztési igények Magyarországon

Készítette: Tari Gábor (BiXPERT Kft.)  
az Energiaklub megbízásából.

Szerkesztés: Sáfián Fanni (ENERGIAKLUB)

A tanulmány az Energiaklub Szakpolitikai Intézet és Módszertani Központ honlapján is megtalálható,  
onnan letölthető: [www.energiaklub.hu](http://www.energiaklub.hu)



**ENERGIAKLUB**  
SZAKPOLITIKAI INTÉZET  
MÓDSZERTANI KÖZPONT

ENERGIAKLUB 2017. február

Minden jog fenntartva.

Az adatok közlésére a „*Nevezd meg! - Ne add el! - Ne változtasd!*” licence érvényes.



## TARTALOM

1.	Bevezető.....	2
2.	A magyar villamos energia rendszer hálózatának kialakulása .....	3
3.	A magyar villamos energia rendszer átviteli hálózatának stratégiája .....	5
4.	A magyar villamos energia rendszer átviteli hálózatának fejlesztési igénye.....	7
5.	A magyar villamos energia rendszer átviteli hálózatának várható fejlesztései 2030-ig.....	8
5.1.	Átviteli hálózatfejlesztési igények a fogyasztói igények változása alapján .....	8
5.2.	Átviteli hálózatfejlesztési igények az erőműjáratás és az erőmű építések alapján .....	9
5.3.	Átviteli hálózatfejlesztési igények a nemzetközi együttműködés alapján .....	11
6.	A magyar villamos energia rendszer átviteli hálózatának várható fejlesztései 2050-ig.....	12
7.	Az ENTSO-E tízéves hálózatfejlesztési terve (TYNDP), kitekintéssel 2030 évig.....	14
8.	Az E-Highway hálózat-fejlesztési tervei 2050 évig.....	17
9.	A magyar átviteli hálózat várható fejlesztési költségei.....	21
9.1.	A magyar átviteli hálózaton alkalmazott típusmegoldások.....	21
9.2.	A főbb átviteli elemek becsült egységköltségei .....	22
9.3.	A magyar átviteli hálózat fogyasztói célú fejlesztéseinek várható beruházási költségei .....	23
9.4.	A magyar átviteli hálózat erőmű-csatlakozási célú fejlesztéseinek várható beruházási költségei ....	24
9.5.	A magyar átviteli hálózat nemzetközi célú fejlesztéseinek várható beruházási költségei .....	26
9.6.	A magyar átviteli hálózat fejlesztéseinek várható beruházási költségei 2050-ig .....	27
10.	A magyar elosztó hálózat becsült fejlesztései.....	29
11.	A magyar villamos energia rendszer hálózatának becsült fejlesztési költségei 2050-ig.....	34

## 1. BEVEZETŐ

Jelen tanulmány célja az, hogy áttekintést adjon a magyar átviteli- és elosztó hálózat várható fejlesztési igényeiről a 2050 évre kiterjedő időtávig, kapcsolódva a „Zöld Magyarország Energia Útiterv” című tanulmányhoz.

A tanulmány - annak érdekében, hogy a jövőépítéshez szükséges alapok egyértelműek legyenek - először rövid tájékoztatást ad a magyar villamos energia rendszer, azon belül is az átviteli hálózat kialakulásáról, annak fejlődéséről napjainkig.

Ezt követően az anyag elemzi a magyar átviteli hálózat várható fejlesztési igényeit valamint a mai ismeretek szerinti becsülhető fejlesztési lépéseket, figyelembe véve a magyar érdekeket és sajátosságokat. A kitekintés 2030 évig, majd 2050 évig történik. A fejlesztési igények három fő szempont alapján kerülnek tárgyalásra. Elsőként a fogyasztó érdekből várhatóan jelentkező elvárások értékelése történik, ezt követi az erőmű célú fejlesztések hatásainak értékelése, melyet a nemzetközi célú hálózati elvárások teljesítésének lehetősége követ.

Az átviteli hálózat magyar szempontok alapján történő fejlesztési szükségességének értékelésén túl a tanulmány kitér az európai szinten végzett vizsgálatok (TYNDP, E-Highway) alapján jelentkező fejlesztési igényekre 2030-ig illetve 2050-ig. (Természetesen a hazai és a nemzetközi vizsgálatok nem függetlenek egymástól, hiszen a hazai fejlesztéséért felelős MAVIR Zrt. tagja az európai szervezetnek, így annak munkájában is aktívan részt vesz.)

Ezt követően a tanulmány költségbecslést ad a leírt átviteli hálózat-fejlesztési igények megvalósítására. Ennek érdekében rövid ismertetésre kerülnek a magyar rendszerben alkalmazott főbb műszaki típusmegoldások távvezetési és alállomási vonatkozásban. Ezek költségbecslése részben a nemzetközi vizsgálatokban szereplő adatok, részben a közelmúlt magyar fejlesztéseinek egységárai alapján történik.

A költségbecslés külön-külön minden javasolt hálózat-fejlesztésre (részletesen vizsgálva azok műszaki megvalósíthatóságának lehetőségét) meghatározásra került, a tanulmány azok összesített értékeit adja meg. A várható beruházási igény meghatározása az ATOM és a ZÖLD változatra is elkészült a 2030-ig valamint a 2030-2050 közötti időszakra, a fenti hármas (fogyasztói, erőművi, nemzetközi) bontásban illetve összesítve.

Az utolsó fejezet az elosztó hálózat becsült fejlesztési igényeit tárgyalja.

## 2. A MAGYAR VILLAMOS ENERGIA RENDSZER HÁLÓZATÁNAK KIALAKULÁSA

Az elmúlt évszázad első harmadában, - felében Európában (így Magyarországon is) kialakultak a nemzeti szintű egyesített energia rendszerek, felváltva az egyes erőmű központok (un. centrálék) köré kiépült, egymástól függetlenül üzemelő energia ellátó közösségek üzemét. Ennek az egyesítésnek a célja alapvetően az volt, hogy az adott országhatáron belül szabályozott, egyre fokozódó üzembiztonságú villamos energia ellátás alakuljon ki, valamint hogy biztosítsák a különböző hatékonysági mutatókkal rendelkező erőművek össz-gazdasági működésének feltételeit. Az országokon belüli egységesített villamos energia rendszer a hálózatfejlesztés számára ekkor azt a kihívást jelentette, hogy a részrendszerek közötti szükséges szállításokat biztosítsák. Felismerve azonban azt a tényt, hogy a villamos energia rendszerek országhatáron is túlnyúlóan képesek egymás kiegészítésére, egyre fokozódó mértékben megjelentek az interkonktorok is.

A magyar villamos energia rendszer számára - a belső hálózat folyamatos bővítése, fejlesztése mellett - a nemzetközi hálózati összeköttetések kiépítése, az abból adódó kölcsönös kiegészítések igénye és lehetősége az 50-es évek végén jelentkezett, majd a 60-as, 70-es években erősödött meg annyira, hogy az már jelentős mértékű import - és tranzitszerepet vállalhatott magára. (Az 50-es években még csak 120 (110) kV-os feszültségszinten, a 60-as évek végén már 400 kV-on is, míg a 70-es évek második felében megjelent a világviszonylatban is ritka 750 kV.) Meg kell azonban jegyezni, hogy a magyar rendszer nemzetközi összeköttetései alapvetően a(z) egykori szóhasználattal élve) baráti országokkal épültek ki, tekintettel arra, hogy a magyar villamos energia rendszer az akkori KGST VERE (Villamos Energia Rendszer Egyesülés) részeként üzemelt. Ebben az időben Európa nyugati felén egy másik rendszer egyesülés üzemelt (akkori rövidített nevén UCPTÉ), melynek része volt a hajdani Jugoszlávia is. A két nagy rendszer között nem (vagy csak speciális műszaki alkalmazásokkal) volt mód közvetlen összeköttetésekre, ún. szinkron üzemre. Ezt figyelembe véve is volt nagy jelentőségű, hogy Magyarország hálózati kapcsolatot épített ki mind Ausztriával, mind az akkori Jugoszláviával (tudomásul véve a korlátozott együttműködési feltételeket).



1. ábra: A magyar alap- és főelosztóhálózat 1989. december 31-én. (Forrás: MAVIR)

A nemzetközi összeköttetések kiépítése ebben az időszakban alapvetően azt a célt szolgálta, hogy az egyes (főként a szomszédos) rendszerek kiegészítést nyújtsanak egymásnak, elsősorban üzemzavaros időszakokban. Az energia ellátás biztonságát is szem előtt tartva az egyik alapvető elvárás az volt, hogy az egyes részrendszerek (országok) önmagukon belül legyenek képesek biztosítani a mindenkori villamos energia igényt, beleértve a szükséges tartalékokat is. A nemzetközi összeköttetések kiépítésével szembeni igény elsődlegesen az volt, hogy megfelelő kapacitással rendelkezzen az üzemzavari kiegészítések lebonyolításához.

A magyar villamos energia rendszer belső hálózati kiépítésében a kooperációs feszültség szintet kezdetben (50-es évek) az egyre hurkoltabb 120 kV látta el, majd az igények növekedtével megjelent a 220 kV is. Nagy jelentőségű volt a 70-es évek elején az a döntés, hogy a belső együttműködést biztosító átviteli hálózat (akkori nevén alaphálózat) jövőbeli feszültség szintje 400 kV legyen, természetesen megtartva az addig tervezett 220 kV-os szintet is. (Ez az elképzelés a nyugati normákat követte, mely eltért a szovjet gyakorlatban alkalmazott 330 kV-os és 500 kV-os szinttől.) A fosszilis tüzelőanyag bázisú erőműépítési program (Dunamenti Erőmű, Tiszai Erőmű) még a 220 kV-os feszültség szinten alapult, azonban az atomerőművi bővítés, valamint a 750 kV-os csomópont hazai megjelenése már a 400 kV-os hálózati fejlesztést helyezte előtérbe. A nagyobb feszültség szintek megjelenésével az egyébként teljesen hurkolt 120 kV-os szint egyre inkább elosztói funkciókat látott el, és lát el ma is. Feladata, hogy az átviteli hálózat (220 kV, 400 kV) fogyasztói súlypontokban levő csomópontjaitól a fogyasztói körzetekbe szállítsa a villamos energiát, ahol az átadásra kerül a közepfeszültségű (10 kV, 20 kV, néhány helyen még 35 kV) elosztó hálózatra.

A fogyasztók nagy többségéhez (kiszolgáltók) a villamos energia a kifizültségű elosztóhálózaton (0.4 kV) keresztül jut el, amelyet a közepfeszültségű hálózat táplál. (Természetesen vannak fogyasztók, amelyek közvetlenül a közep- vagy nagyfeszültségű elosztó hálózatról kapják az energiát.)

### 3. A MAGYAR VILLAMOS ENERGIA RENDSZER ÁTVITELI HÁLÓZATÁNAK STRATÉGIÁJA

A magyar átviteli hálózat számára a 90-es évek első felében bekövetkezett változások nagy kihívást jelentettek. A kihívás egy része abból adódott, hogy az elosztói tevékenységet végző áramszolgáltatók önálló részvénytársaságokba szerveződtek, majd privatizálásra kerültek, így függetlenné váltak az átviteli tevékenységet (is) végző Magyar Villamos Művek (MVM) társaságtól.

Ez a hálózat vonatkozásában azt jelentette, hogy az átviteli hálózatot már úgy kellett fejleszteni, hogy az többé ne „támaszkodjon” a 120 kV-os főelosztó hálózatra, azaz önmagában kellett, hogy kielégítse az ellátás biztonsági kritériumokat. (Korábban ezt a 120 kV-os szinttel együtt kellett kielégítenie.) A kihívás másik részét az jelentette, hogy Magyarország (a Visegrádi Országokkal közösen) bejelentette szándékát a nyugat-európai rendszeregyesüléshez (UCPTE) való csatlakozásra. Ez a csatlakozás csak jelentős (köztük hálózati) feltételek teljesítése mellett volt biztosítható. Ez a kihívás nem csak abban a vonatkozásban jelentett újdonságot, hogy az UCPTE-hez való csatlakozás szigorúbb műszaki feltételeket támasztott a korábbiaknál, hanem abban is, hogy megváltozott a nemzetközi együttműködésből adódó feltételrendszer is. A rendszer-összeköttetéseket képező interkonnektorok feladata már nem csak az üzemzavari kiegészítésekhez szükséges átviteli kapacitás biztosítása lett, hanem a piaci lehetőségek alapján várható kereskedelmi szállítások ésszerű lehetőségei szerinti kielégítése is.



2. ábra: KGST-VERE rendszer 1993-ig. (Forrás: MAVIR)

Mindezeket figyelembe véve 1993 évben az MVM kidolgozta a magyar átviteli hálózat fejlesztési és felújítási stratégiáját 2010 évi kitekintéssel. A hosszú távú stratégiai vizsgálatok egyik scenariojaként szerepelt a Paksi Atomerőmű azonos telephelyen történő bővítése is. A stratégia, illetve annak aktualizálásai gördülő tervezéssel készültek, figyelembe véve a körülményekben bekövetkező változásokat. Tekintettel arra, hogy az UC(P)TE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) elfogadta az általa korábban felállított csatlakozási feltételrendszer teljesítését, a lengyel, cseh, szlovák és magyar villamos energia rendszer 1995 évben csatlakozott a nyugat-európai rendszeregyesüléshez, így a stratégiai fejlesztések scenarioi közül már csak azokat kellett figyelembe venni, melyek ezt az együttműködést vizsgálták.



3. ábra: UCTE szinkron rendszer 2004. (Forrás: MAVIR)

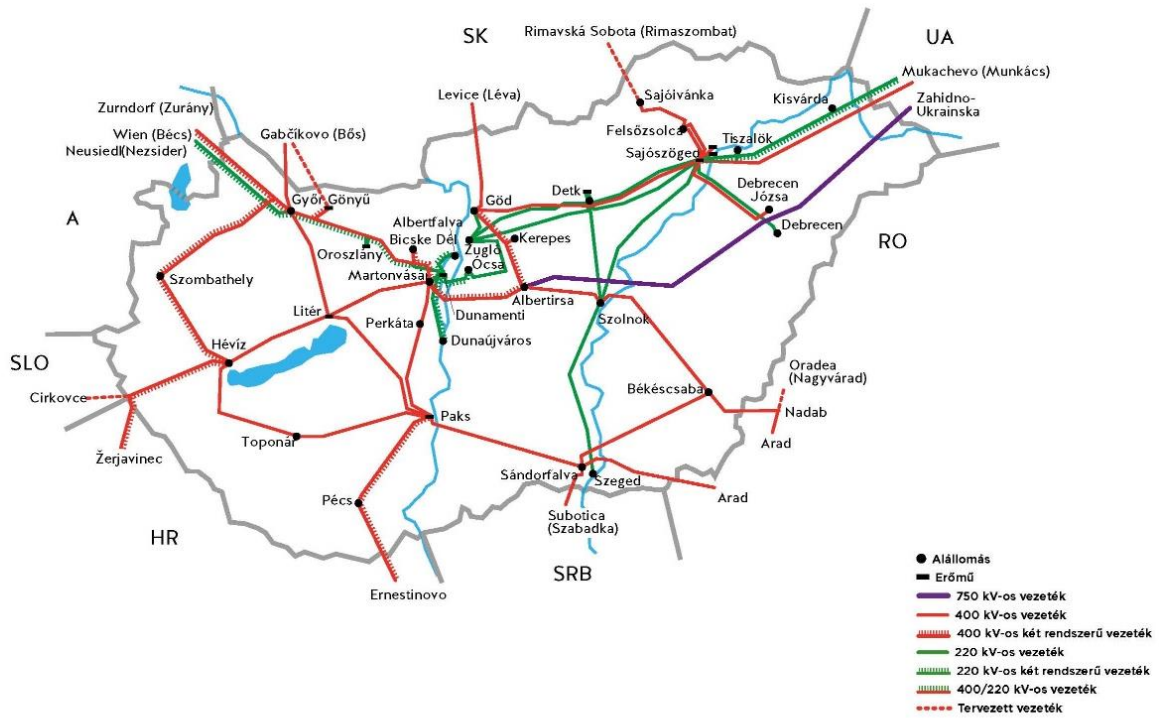
A magyar rendszerirányító MAVIR (amely az MVM-től 2006 évben átvette az Átviteli Engedélyesi funkciót) az elmúlt időszakban értékelte a stratégia mentén végzett tevékenységet. Ennek alapján az mondható, hogy a magyar átviteli hálózaton 2011 évig a stratégia megvalósításának eredményeként 5 új átviteli hálózati alállomás került üzembe, 640 km új 400 kV-os távvezeték épült, gyakorlatilag teljes mértékben felújításra kerültek a már korábban üzemelő alállomások, valamint fő elemeiben megújultak a meglévő távvezetékek is.

A stratégia addigi megvalósulása az aktuálisan jelentkező áron összességében mintegy 200 Mrd Ft nagyságot képvisel. Természetesen tovább folytatódik az átviteli hálózat szükséges bővítése, melynek

eredményeként a közelmúltban többek között üzembe került 3 új állomás (Debrecen Józsa, Perkáta, Kerepes) a szükséges vezetékrendezésekkel együtt.

Mindezek alapján elmondható, hogy napjainkban a magyar átviteli hálózat gyakorlatilag teljes egészében felújított, topológiailag kellő mértékben „lefedi” az országot, megfelel a belső igények kielégítésének.

## A MAGYAR ÁTVITELI HÁLÓZAT



4. ábra: A magyar átviteli hálózat. (Forrás: MAVIR)



## 4. A MAGYAR VILLAMOS ENERGIA RENDSZER ÁTVITELI HÁLÓZATÁNAK FEJLESZTÉSI IGÉNYE

Az átviteli hálózattal szemben támasztott új kihívások három fő tényező köré csoportosíthatók.

Az egyik fő kihívást a fogyasztói igények növekedése, illetve annak súlypont eltolódása jelenti a hálózat számára. Az igénynövekedésre adott különféle becslések jelentős bizonytalanságot okoznak a hálózati tervek kidolgozói számára, tekintettel arra is, hogy az egyéb tényezőktől is jelentősen függő energiafelhasználás hatékonyságának mértéke döntő mértékben befolyásolhatja az igény változásának ütemét.

A másik fő kihívást a hálózati fejlesztések vonatkozásában az erőműépítések várható alakulása illetve a meglévő erőműpark piaci alapon történő változó igénybevétele jelenti. A magyar villamos energia rendszerben az elmúlt évtizedben több erőműépítési program felmerült, melyekhez előzetes hálózatfejlesztési tervek is készültek, jelenleg azonban egyedül az atomerőművi kapacitás bővítése látszik komoly fejlesztési igénynek.

A harmadik fő kihívás, amely új hálózatfejlesztési igényt jelent(het), a nemzetközi együttműködés egyre fokozódó mértéke. A villamos energia szolgáltatás terén az utóbbi két évtizedben lezajlott liberalizációs folyamatok, a piaci tevékenység mindinkább erősödő szerepe szükségessé tette a hálózatfejlesztési elvek újragondolását, azok lehetőségek szerinti egységesítését, a közös és az egyedi érdekek megkülönböztetését. A villamos energia piac szerepének erősödése kettős hatást jelent(het) a magyar rendszerre. Egyrészt az európai szinten kialakuló árviszonyok nagymértékű import behozatali igényt támasztanak, melyet a hálózat csak bizonyos korlátokkal képes kielégíteni. (Napjainkban a villamos energia import részarányának nagyságrendje a 70-es, 80-as évek szintjére emelkedett.) Másrészt az együttműködő villamos energia rendszerek szoros összeköttetéseiből adódóan fellép(het) az ún. nem szándékolt villamos energia szállítás, amelyet olyan részrendszerek is megszenved(het)nek, amelyek földrajzilag nem esnek bele a tervezett szállítási útvonalba (Kirchhoff törvény). Ez fokozott (és esetleg nem várt) mértékben megterhelheti mind a határkeresztező, mind a belső vezetékeket. Ez a nemzetközi együttműködés, a nagy villamos energia ipari rendszer egyesülések üzeme tehát mindenképpen azt igényli, hogy az egyes résztvevők szoros kooperációban végezzék a hálózat tervezési és hálózat fejlesztési tevékenységüket. Ezen együttműködés mentén jött létre az ENTSO-E (bizonyos értelemben az UCPE utódja), mely két évente elkészíti a következő 10 évre vonatkozó közös európai hálózatfejlesztési tervét (TYNDP), valamint ezen közös cél érdekében készült el a 2050 évre kitekintő E-Highway projekt is.

## 5. A MAGYAR VILLAMOS ENERGIA RENDSZER ÁTVITELI HÁLÓZATÁNAK VÁRHATÓ FEJLESZTÉSEI 2030-IG

### 5.1. Átviteli hálózatfejlesztési igények a fogyasztói igények változása alapján

A fogyasztói igények növekedését is figyelembe véve az elmúlt években üzembe került három új 400/120 kV-os alállomás.

A **Debrecen (Józsa) alállomás** 400 kV-os táplálását egy már korábban meglévő távvezeték 400 kV-ra való áttérítésével oldották meg 2012 évi üzembe helyezéssel, így ez a nagyvárosi ellátás biztonságát növelő megoldás lehetővé teszi a térség 220 kV-ról és 400 kV-ról történő átviteli hálózati táplálását.

Hasonló célú megoldást jelent a **Paks-Martonvásár** 400 kV-os távvezeték felhasításával a Perkáta 400/120 kV-os alállomás 2015 évi üzembe helyezése, mely így Dunaújváros térségének biztosít második átviteli hálózati betáplálást.

Részen a fogyasztói igények növekedése, részben az ELMŰ és ÉMÁSZ elosztói engedélyesek közötti viszonylag alacsony kapacitású 120 kV-os elosztóvezetékek következtében szükségessé vált a Gyöngyös-Budapest 120 kV-os ív átviteli hálózati „megfogása”, melyet a 2016 végén átadott Kerepes 400/120 kV-os alállomás valósított meg, az Albertirsa-Göd 400 kV-os távvezeték felhasításával.



5. ábra: Kerepes 400/120 kV-os alállomás. (Forrás: MAVIR)

A koncentráltan jelentkező fogyasztói igénynövekedés elsősorban a nagy ipari parkokkal rendelkező térségekben várható. Korábban ilyen jellegű gyors igénynövekedés volt prognosztizálható Székesfehérvár térségében, jelenleg ez inkább Kecskemét és Győr környezetében várható. Ezek közül középtávon lehet szükség egy Kecskemét 400/120 kV-os alállomás létesítésére. A középtávon túl, de belátható időintervallumon belül (2030-ig) válhat szükségessé egy új Székesfehérvár 400/120 kV-os alállomás (a közelben futó Martonvásár-Litér 400 kV-os vezeték felhasításával) valamint egy Győr 400/120 kV-os transzformátor kapacitás bővítés a meglévő alállomásban. Külön érdekes hálózatfejlesztői kérdés a kecskeméti bővítés 400 kV-os távvezeteki biztosítása. Amennyiben ugyanis megvalósul a paksi atomerőműves bővítés, annak részeként megvalósul egy Paks-Albertirsa kétrendszerű új 400 kV-os

távvezeték építése is, mely várhatóan Kecskemét térségének közelében halad el. Ebben az esetben az új alállomás 400 kV-os táplálását ennek a vezetéknek a felhasítása jelentheti. Ha azonban a paksi bővítés mégsem valósulna meg, akkor valószínűleg az Albertirsa-Szolnok meglévő vezeték felhasításával kell számolni a Kecskemét új 400 kV-os alállomásának kialakításakor. (Célszerű ezt Albertirsa térségéből indítani és olyan nyomvonalat választani, amely illeszthető egy Albertirsa-Paks vezetékhez.)

Ugyancsak a fogyasztói igénynövekedésre tekintettel Észak-Kelet Magyarország térségében (Kisvárdai-Nyíregyháza-Mátészalka) a 2020-as években szükségessé válik egy új 400/120 kV-os alállomás létesítése az elosztóhálózat erősítése céljából. Tekintettel a 120 kV-os elosztóhálózat kiépítettségére ennek célszerű helye Nyíregyháza körzete lehet, felhasználva a nem túl távoli Munkács-Sajószöged 400 kV-os távvezetékét, annak felhasításával.

Az Észak-Budai Térség valamint a hozzá tartozó agglomeráció fogyasztói igényének növekedése, az ellátásbiztonság növelése érdekében a 2020-as évek második felében várhatóan szükségessé válik egy új alaphálózati táppont létesítése. Ennek célszerű pontja - figyelembe véve a 120 kV-os elosztóhálózat adottságait - Kaszásdűlő vagy Pomáz lehet, melyek közül a nyomvonalvezetési nehézségekre való tekintettel a Pomáz 400/120 kV-os új alállomás megvalósítása lehet reális. Ennek táplálását egy új kétrendszerű Göd-Pomáz 400 kV-os távvezeték (a Duna felett átívelve) adhatja, mely egyúttal lehetőséget teremtene arra is, hogy az ellátásbiztonság növelése érdekében 400 kV-on növekedjék a hálózat hurkoltsága egy új Pomáz-Bicske távvezeték megépítésével.

## 5.2. Átviteli hálózatfejlesztési igények az erőműjáratás és az erőmű építések alapján

Az elmúlt időszak nagymértékű liberalizációja a villamos energia iparban jelentős változásokat eredményezett. A kialakuló piaci viszonyok a magyar rendszerben egyértelműen gazdaságtalanná tették meglévő erőműveket, mely tény vagy a termelés radikális csökkentéséhez, vagy szélső esetben annak végleges leállításához vezetett. Különösen igaz ez a szénhidrogén tüzelésű erőművekre, de leállásra kerültek régi széntüzelésű blokkok is. (Ezen erőművek leállása illetve visszafogott termelése eredményezte/eredményezi a nagymértékű import részarányt.)

A fentiek eredménye többek között az is, hogy a Dunamenti Erőmű termelése 120 kV-os szinten teljesen visszaesett, így a térségben ezen a feszültség szinten hiány keletkezett. Ezt a hiányt a térségi 220/120 kV-os transzformátorok hivatottak pótolni, azonban a beépített transzformátor kapacitás üzemzavaros esetekben már nem elégséges. A hiányzó kapacitás pótlására a térségben többféle megoldás felmerülhet. A jelenlegi információk szerint az a döntés született, hogy Szigetcsép térségében létesül egy új 400/120 kV-os alállomás, mely az ELMŰ 120 kV-os elosztóhálózatához csatlakozva biztosítja a szükséges betáplálást üzemzavar esetén is. Ugyancsak a 220/120 kV-os kapacitás növelését szolgálhatja a 2000. évben üzembe helyezett Ócsa alállomás harmadik 220/120 kV-os transzformátorral való bővítése is.

A hazai széntüzelésű Mátészalkai Erőmű bizonyos blokkjai is elavulttá váltak, leállásra kerülnek/kerültek. Ennek hálózati vonatkozása az, hogy a térségben a 220/120 kV-os transzformátor kapacitás üzemzavaros esetekben szűkössé válhat, melynek célszerű megoldása egy harmadik transzformátor beépítése lehet Detk 220/120 kV-os alállomásba. Itt kell megjegyezni, hogy 2010 előtt nagyon komoly fázisba került a Mátészalkai Erőmű bővítése egy 500 MW-os blokkal. Ennek hálózati csatlakozási terve is elkészült, amelynek alapján az új blokk 400 kV-ra csatlakozna, bővítve a Detk 220/120 kV-os meglévő alállomást 400 kV-os feszültség szinttel. Ebben az esetben természetesen nem lenne szükség a fent említett 220/120 kV-os transzformátor kapacitásbővítésre. Az erőmű bővítése kikerült ugyan a preferált változatok közül, azonban amennyiben ismét előkerülne a szén program, úgy annak hálózati hatásaival a fentiek szerint kell számolni.

Az elmúlt évtizedben több más nagy erőműprojekt is bejelentette igényét a rendszerhez való csatlakozásra. Bár a mai információk szerint ezek megvalósulása nem várható, azonban hálózati

csatlakozásuk vonatkozásában itt is előzetes tervezések történtek, így a teljességre való törekvés érdekében ezeket is célszerű ismerni.

Amennyiben a gáztüzelésű Csepeli Erőmű bővítési projektje komoly fázisba kerülne, úgy annak hálózati vonzataként teljes kiépítésű diszpozícióra kellene bővíteni a meglévő Albertfalva 220/120 kV-os alállomást, beépítve egy harmadik transzformátort is. Az alállomás bővítés - a nagyon szűkösön rendelkezésre álló helyszín következtében - csak igen költséges megoldással valósítható meg, SF6 gázzigetelésű berendezések alkalmazásával. Az erőmű csatlakoztatásához új 220 kV-os távvezeték építésére is szükség lenne.

A Tisza II Erőmű esetleges felújítása és újra indítása (repowering program) esetén várhatóan bővíteni kellene a közeli Sajószöged 400/220/120 kV-os alállomás 400 kV-os részét, valamint valószínűsíthetően egy új 400 kV-os vezetékkel kellene építeni az erőmű és az alállomás között.

Korábban komoly szándék volt egy 400 vagy 800 MW-os gáztüzelésű erőmű építésére is Algyő térségében. Ennek hálózati csatlakoztatása érdekében - a korábbi tervek szerint - bővíteni kellene a meglévő Sándorfalva 400/120 kV-os alállomást, valamint 400 kV-os vezetéki összeköttetést kellene létesíteni az új erőmű és az alállomás között.

Ugyancsak komoly tervként szerepelt korábban egy Almásfüzitő térségében létesítendő új nagy erőmű megvalósítása. Ennek a rendszerhez való csatlakoztatására egy viszonylag hosszú 400 kV-os vezetéki összeköttetést kellene létesíteni Almásfüzitő és Oroszlány között, valamint az Oroszlány meglévő 220/120 kV-os alállomás helyett egy 400/120 kV-os új alállomást kellene megépíteni és üzembe helyezni. Itt kell megjegyezni, hogy az új Oroszlány alállomást 2030-ig a fenti erőművi projekt nélkül is várhatóan meg kell valósítani, kiváltva a jelenleg is már kevésbé korszerű 220 kV-os szintet, melyet a meglévő vezetéki csatlakozások (400 kV-ra szigetelt vezetékek 220 kV-on) lehetővé tesznek.

Természetesen az erőmű-építési tervek legnagyobbika a Paksi Atomerőmű bővítése. A projekt tervezése során konkrét hálózat-fejlesztési igények is megfogalmazódtak. Fontos alapelv egy atomerőmű hálózati csatlakozásánál, hogy a megtermelt villamos energia erőműből való kiszállíthatósága vonatkozásában az általános hálózati elvárásoknál (un. n-1 elv) szigorúbb biztonsági elvet kell betartani (n-2 elv). Ez az elv már a meglévő blokkok hálózati csatlakozásánál is betartásra került, mely megfelelően működött az elmúlt évtizedekben. Ez egyúttal azt is jelenti, hogy meghatározott (és szükséges) tartalékok vannak az erőműből kivehető 400 kV-os távvezetéki kapacitásban. Az atomerőmű bővítés azonos telephelyen való megvalósítása azzal a hálózati előnnyel jár, hogy a már meglévő vezetékek szabad kapacitásait figyelembe lehet venni a bővítés szempontjából is. Ennek alapján az mondható, hogy az erőmű bővítés érdekében elégséges lehet egy új kétrendszerű 400 kV-os távvezeték építése lehetőség szerint egy olyan csomópont felé, amelynek még nincs közvetlen összeköttetése az erőművi csomóponttal. Az a tény, hogy az új termelő kapacitás biztonságos kiszállításához elég lehet egyetlen új, de természetesen erős hálózati kapcsolat kiépítése, a fenti többletkapacitáson túl abból is adódott, hogy 2010 évben (a paksi tervektől függetlenül) üzembe került a Pécs-Ernestinovo 400 kV-os magyar-horvát összeköttetés, mely a 2004 évben átadott Paks-Pécs távvezetékkel együtt jelentősen növelte a Paksról kiszállítható teljesítmény hálózati kapacitását. A paksi erőműbővítéshez szükséges hálózatfejlesztési igénnyel már az 1993 évben készített stratégia is foglalkozott, akkor egy Paks-Szolnok 400 kV-os távvezeték szükségességének megfogalmazásával. Valószínűnek látszik, hogy az akkori elképzelésektől némileg eltérően inkább egy Paks-Albertirsa kétrendszerű 400 kV-os távvezeték megépítése a kedvezőbb. Az ellátásbiztonság szempontjait is figyelembe véve az új blokkok csatlakoztatását természetesen egy új (közeli) csomópontban kell megvalósítani, erős összeköttetést biztosítva a meglévő és az új erőművi csomópontok között. Ez a csomóponti megosztás egyúttal jó lehetőséget ad arra is, hogy a jelenleg is üzemelő valamint az új vezetékeket a két csomópont között a legnagyobb biztonságot szem előtt tartva lehessen átrendezni.

### 5.3. Átviteli hálózatfejlesztési igények a nemzetközi együttműködés alapján

A magyar villamos energia rendszer Szlovénia kivételével minden szomszédos ország vonatkozásában rendelkezik villamos hálózati összeköttetéssel.

A 90-es évek közepén tárgyalások indultak a magyar, a horvát és a szlovén felek között egy 400 kV-os hálózati összeköttetés kialakításáról. Akkor a szlovén fél visszalépett a közös projekttől, a horvát féllel közösen azonban 1999-ben üzembe került egy Héviz-Zerjavinec kétrendszerű 400 kV-os magyar-horvát távvezeték. A távvezeték nyomvonalvezetése tudatosan úgy lett kialakítva, hogy ez a jövőben alkalmas lehessen egy magyar-szlovén összeköttetés megvalósítására is, ezért a vezeték szorosan megközelíti a magyar-horvát-szlovén közös határpontot, sőt némi többletépítés eredményeként egy ág kiépült egészen a szlovén határig. Mindennek eredményeként a - várhatóan legkésőbb 2020-ig megvalósuló - szlovén irányú összeköttetés magyar részről nem igényel érdemi többlet beruházást, annak jelentős beruházási vonzata a szlovén felet terheli. A megvalósítást az ENTSO-E felvette a 10 éves fejlesztési program (TYNDP) kiemelt elemei közé.

A 70-es évek második felében üzembe helyezett 750 kV-os távvezeték a maga idejében fontos szerepet töltött be. Egyrészt biztosította a viszonylag magas magyar villamos-energia importhányad behozatalát, másrészt a környező országokba irányuló szállítások tranzitját is lebonyolította. Ez a szerep a 90-es évek közepétől jelentős mértékben redukálódott, hiszen mind a magyar, mind a környező villamos energia rendszerek az UCPTÉ-hez csatlakoztak. Bár az ukrán irányú távvezetékeink egy speciális megoldás (un. ukrán szigetüzem) eredményeként üzemben maradtak, a 750 kV-os távvezetéken szállított villamos teljesítmény mélyen alatta marad a lehetőségeknek. Már az 1993 évi stratégia megfogalmazta azt az igényt, hogy ezt a vezetékét (vagy annak egy jelentős részét) a magyar hálózat ellátási biztonságának növelésére használjuk fel, áttérítve azt 400 kV-ra. Ennek megoldása lehet az, hogy a 750 kV-os végpontot a jelenlegi helyről (Albertirsa) helyezzük át az ország keleti határának közelébe. A hálózati adottságokat figyelembe véve erre Kisvárdai térsége tűnik megfelelőnek, ahol tehát egy új 750/400 kV-os csomópontot kell kialakítani, gazdasági okokból lehetőség szerint felhasználva a meglévő 750 kV-os berendezéseket. Az új csomópont kiválasztásánál tekintettel kell lenni arra, hogy a térségben várhatóan egy új szlovák irányú 400 kV-os összeköttetést kell kialakítani, valamint hogy a térségben (Nyíregyháza-Kisvárdai-Mátészalkai körzet) új 400/120 kV-os táppont építésére lesz szükség. A 400 kV-ra áttérített vezetékét be kell csatlakoztatni a Debreceni Józsa 400 kV-os alállomásba.

Már a kilencvenes években készült hálózati stratégia megfogalmazta a meglévő magyar-szlovák összeköttetés kapacitás növelésének igényét egy Sajóivánka-Rimaszombat új kétrendszerű 400 kV-os összeköttetéssel. A hosszú évekig tartó tárgyalások eredményeként a jelenlegi helyzet azt tükrözi, hogy a fenti vezeték mielőbbi megvalósítása mellett, azzal azonos időben új összeköttetést kell építeni Gönyű és Bős (Gabcikovo) között, valamint néhány éven belül Nagykapos (Velké Kapusany) és (várhatóan) Kisvárdai között. A vezeték megvalósítását az ENTSO-E felvette a 10 éves fejlesztési program (TYNDP) kiemelt elemei közé.

## 6. A MAGYAR VILLAMOS ENERGIA RENDSZER ÁTVITELI HÁLÓZATÁNAK VÁRHATÓ FEJLESZTÉSEI 2050-IG

Az évszázad közepéig történő kitekintés óriási bizonytalanságot hordoz magában, így gyakorlatilag lehetetlen konkrétan megfogalmazni a hálózatfejlesztési igényeket.

Amennyiben feltételezzük, hogy a fogyasztói igények a negyedik és az ötödik dekádban nem növekednek, valamint számottevő fogyasztói súlypont-eltolódás nem következik be, úgy ebből a szempontból az átviteli hálózat bővítésére nem kell számítani.

Tekintettel arra, hogy a fogyasztói növekedés a szélsőséges prognózisokban sem lesz jelentős a fenti időszakban, így három-négy új átviteli hálózati alállomás üzembe helyezése várható ebben a két évtizedben, beleértve az esetlegesen jelentkező ipartelepek fogyasztói súlypont-eltolódási hatását is.

Új átviteli hálózati csomópont létesítésének igényét jelenheti természetesen egy új nagy erőmű (néhány száz MW, vagy e feletti teljesítménnyel), ennek azonban a mai ismeretek szerint nincs nagy valószínűsége. (Esetleg a 2030-ig terjedő időszagnál ismertetett erőművek közül kerülhet/tolódhat erre az időszakra valamely terv a megvalósítás fázisába, pl. Mátra Erőmű).

A megújuló energiatermelés fokozódó térnyerése is igényelhet átviteli hálózati fejlesztést. Erre legnagyobb esély akkor van, ha összességében nagy (néhány száz MW) szélerőpark létesül viszonylag szűk régióban. Ekkor az összegyűjtött megújuló energiát már az átviteli hálózat feszültségszintjére kell betáplálni és elszállítani a fogyasztói súlypontok felé. (Erre konkrét példát jelent közelünkben az osztrák energiarendszer, ahol a Bécstől keletre található jelentős szélerőpark teljesítményét 400 kV-os szinten fogadják. Korábban magyarországi tervek is készültek egy Szombathely-Csorna térségében elképzelt szélerőművi kapacitás teljesítményének új 400 kV-os alállomásban való fogadására.) A naperőművek vonatkozásában nem várható koncentrált telephelyen 100 MW-nál nagyobb termelés, így azok várhatóan átviteli hálózati bővítést nem, hanem csak elosztó hálózati fejlesztést igényelnek.

A magyar átviteli hálózat belső kiépítése olyan mértékű, hogy - különösen ha megvalósul a 750 kV-os vezeték áttérítése 400 kV-ra, valamint az Albertirsa-Paks és a Göd-Bicske 400 kV-os vezetékek megépítése - újabb hurokzáró vezeték építése várhatóan nem szükséges. Felmerülhet esetleg ebben az időszakban az addigra már teljesen elavuló 220 kV-os távvezetékek felújítás helyetti 400 kV-ra való újjá építése, ez azonban nem elsősorban kapacitás hiány miatti, hanem inkább műszaki-gazdasági megfontolás eredménye lehet.

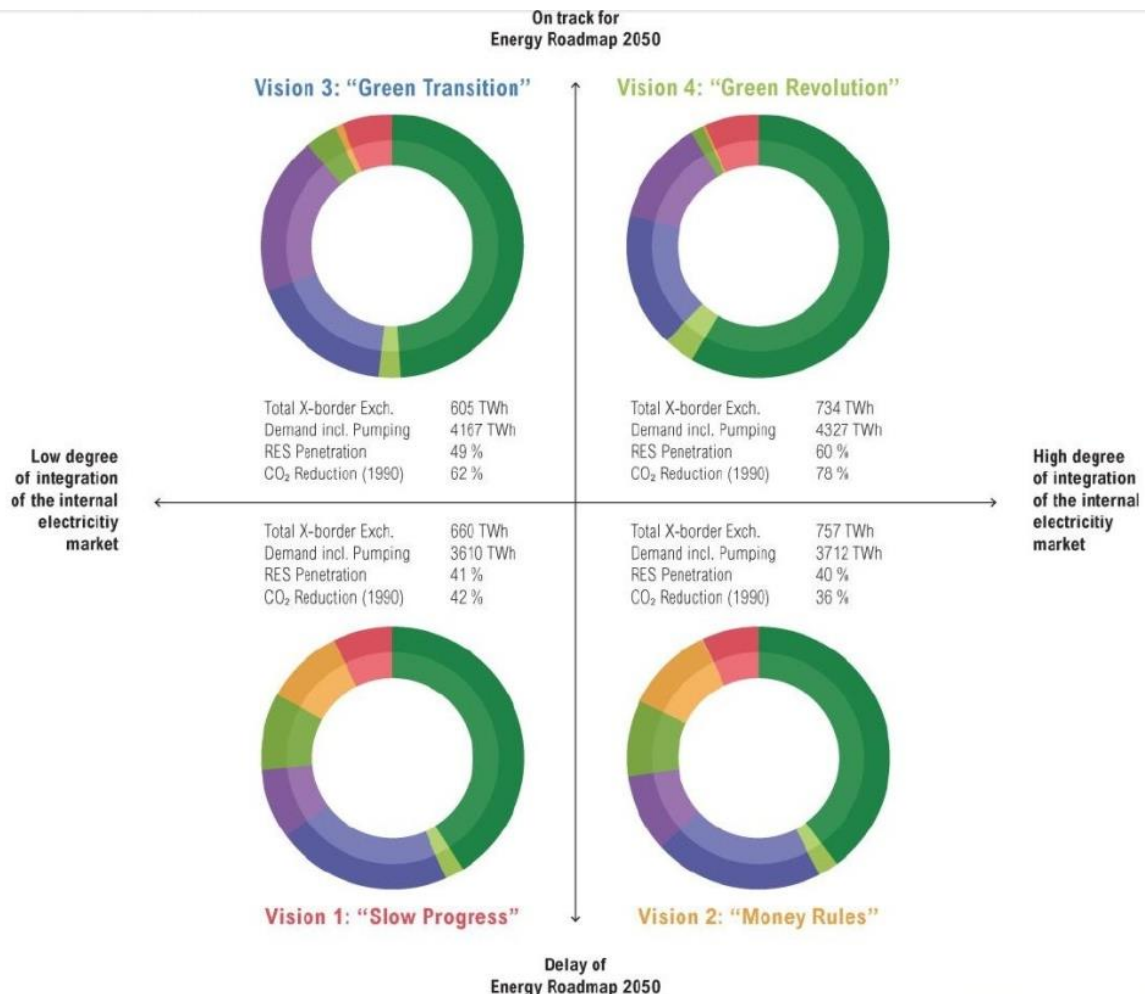
Nemzetközi összeköttetések vonatkozásában a piaci viszonyok alakulásának függvényében kell esetleg növelni a magyar határkeresztező kapacitást. Ukrán viszonylatban nincs szükség a kapacitás bővítésére (akkor sem, ha a teljes ukrán rendszer szinkron üzemben csatlakozna a magyar rendszerhez), hiszen a távvezetési összeköttetés évtizedek óta erős. A román irány erősítésének szükségességét az indokolhatja, hogy a tározó kapacitások elérésének fokozódó igénye (mely a nagyerőműves bővítés és a megújuló termelésre alapozó fejlesztés esetén is fontos lehet) kiterjed a Kolozsvár térségében (Tarnita) várhatóan bővülő tározós erőműre is, valamint jelentősen növekedhet a megújuló kapacitás részaránya a román rendszerben. A magyar-román távvezetési bővítésre lehetőség adódik egy Debrecen-Nagyvárad (Oradea) 400 kV-os vezeték megépítésével, vagy egy Kisvárdá-Rosiori 400 kV-os összeköttetés kialakításával. Szerbia vonatkozásában csak akkor lenne szükséges a határkeresztező kapacitás bővítése, ha a piaci viszonyok jelentősen változnának a Balkán térségében. Amennyiben erre szükség lenne, abban az esetben (egy korábbi szerb javaslat alapján) épülhetne egy Paks-Zombor 400 kV-os összeköttetés, melyhez azonban meg kellene erősíteni a szerb belső hálózatot is. (Meg kell jegyezni, hogy ebben az esetben egy viszonylag hosszú, Duna-keresztezést tartalmazó vezetékkel kellene magyar területen építeni, így ez nem feltétlenül egyezik a magyar érdekekkel.) Lehetőség lenne a szerb irányú kapcsolat bővítésére azzal a megoldással is,

hogy a meglévő Sándorfalva-Szabadka 400 kV-os összeköttetés nyomvonalát felhasználva egy második összeköttetés is kiépülne (kétrendszerűként vagy a mostani összeköttetés mellett egy újabb vezetékkel). Horvát irányban nincs szükség az egyébként erős határkeresztező kapacitás további növelésére. Szlovén viszonylatban a közeljövőben létesülő Héviz-Cirkovce 400 kV-os összeköttetés mellett csak úgy lenne mód a kapacitás további növelésére, hogy a hármaskörös határ közelében létesülne egy új 400 kV-os csomópont, mely fogadná a magyar, a szlovén és a horvát irányú kétrendszerű távvezetéseket. Osztrák irányban a meglévő határkeresztező kapacitás esetleges növelését a piaci igények változása kezdeményezheti. Ennek jelentkezése esetén mód adódik egy új 400 kV-os összeköttetés kialakítására két viszonylag újonnan létesített állomás, Szombathely és Süd-Burgenland között egy relatív rövid vezeték-kapcsolat kiépítésével. A jelenleg két 400 kV-os vezetékkel rendelkező magyar-szlovák határkeresztező kapacitás várhatóan a közeli jövőben jelentősen bővül három új összeköttetéssel. Ennek megléte valószínűleg már nem igényel újabb vezetéki kapcsolat bővítést az évszázad közepéig.

## 7. AZ ENTSO-E TÍZÉVES HÁLÓZATFEJLESZTÉSI TERVE (TYNDP), KITEKINTÉSSEL 2030 ÉVIG

Az európai villamos energia rendszerek együttműködését szolgáló UC(P)TE örökébe lépő ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) 2010 év óta két évente készít tíz évre kitekintő közös európai hálózatfejlesztési tervet (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP). A közös munka - mely az egyes TSO-k (átviteli rendszerirányítók) terveit veszi egyik kiindulási alapként - célja az egész Európára kiterjedő ellátásbiztonság megteremtése, a fenntartható fejlődés biztosítása, a megújuló energiaforrások rendszerbe iktatásának megteremtése, a piaci integrációk elősegítése. A 2014 évben az egyes TSO-k aktív részvételével, a velük való folyamatos egyeztetéssel előálló terv már 2030 évre való kitekintéssel készült. (Jelenleg folyik a 2016 évi tízéves terv készítése, ennek eredménye azonban később válik publikussá.) A TYNDP kidolgozásának célja az is, hogy a nagyszámú, belső célokat is szolgáló fejlesztések közül meghatározza a közös érdekeken alapuló projekteket (Projects of Common Interest). A 2014 évben készült terv megküldésre került a regulátorok európai szervezetének (ACER), majd az észrevételek figyelembe vételével vált a TYNDP véglegesé. A kidolgozás során hálózati vizsgálatok készültek egyes régiókra, figyelembe véve a helyi várható piaci viszonyokat, majd ezek alapján a terv készítése kiterjedt az összeurópai hálózati és piaci hatások vizsgálatára.

A terv 4 víziót vizsgált, mely víziók egymástól a fogyasztói igénynövekedés, az erőművek „tüzelőanyagának” fajtája (különös tekintettel a megújuló forrásokra), az ezzel összefüggésben lévő széndioxid kibocsátás valamint a villamos energia ára, a piaci viszonyok alakulása alapján különböznek az alábbiak szerint:

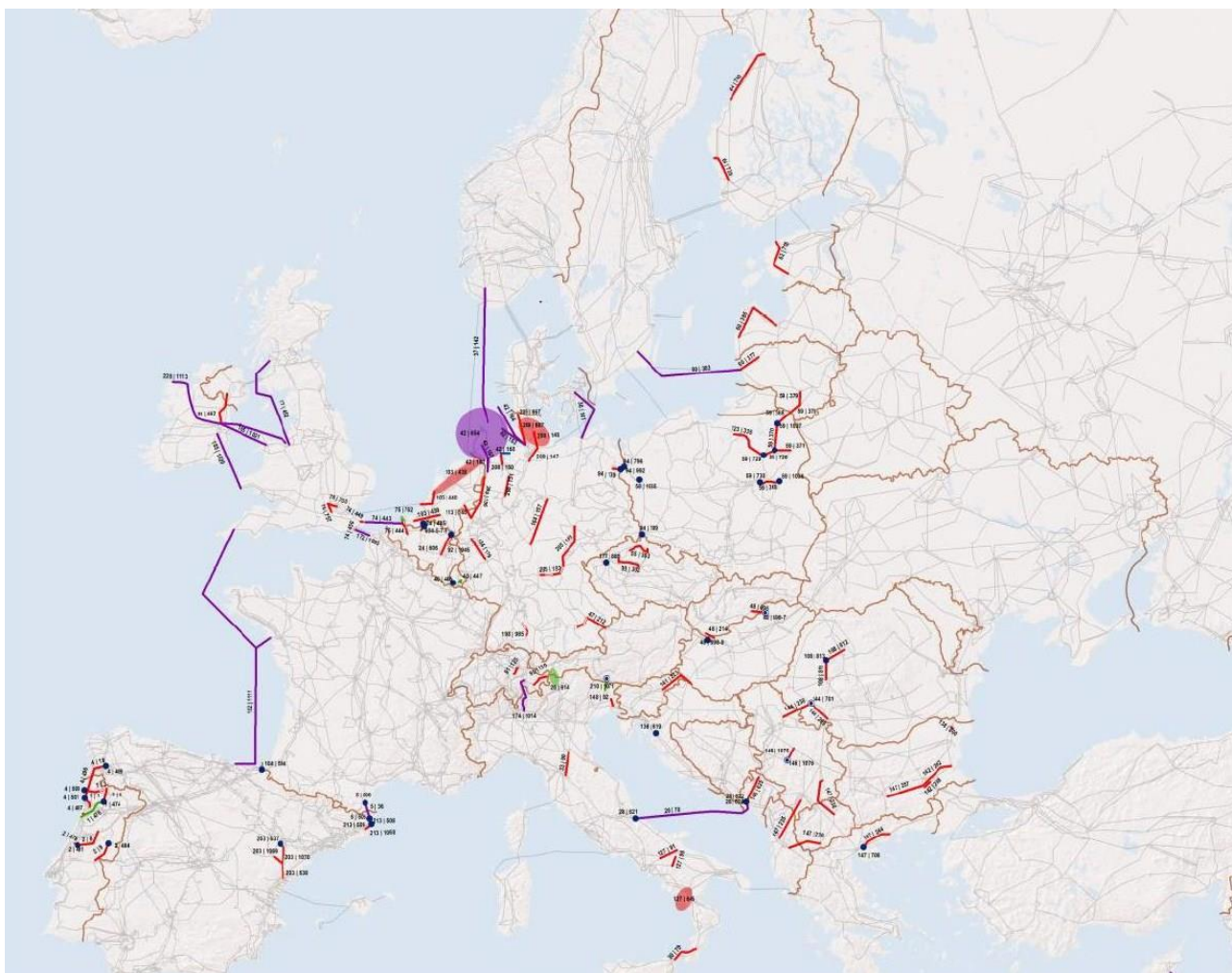


6. ábra: A TYNDP forgatókönyvei. (Forrás: ENTSO-E)

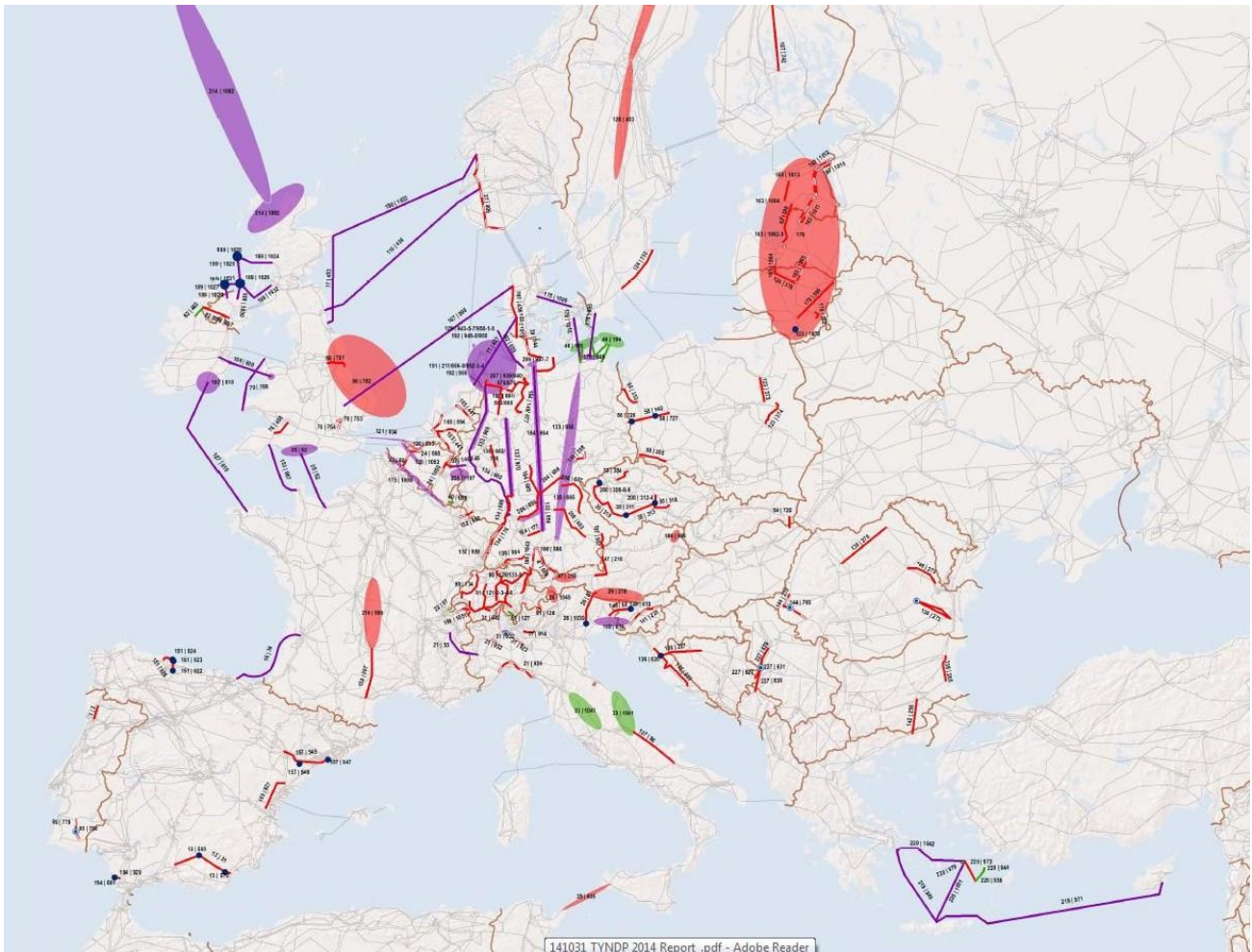


A vizsgálatok azt mutatták, hogy a 2030-ig szükséges hálózati fejlesztések döntő többségét a megújuló energiaforrások részarányának növekedése okozza. Tekintettel azonban arra, hogy a megújuló dinamikusabb fejlődése nem a magyar energia rendszerben és annak szomszédos rendszereinél következik be (némi kivételt jelent az osztrák, illetve a jövőbeli tervek szerint a román rendszer), így az egyes víziók gyakorlatilag azonos hálózat fejlesztési követelményeket támasztanak Magyarország számára. A jelentős kihívást Európában az Északi Tenger térsége, az Ibériai Félsziget és Olaszország számára jelent a megújuló nagyarányú előretörése. (Megjelennek/megjelentek az egyenáramú, DC megoldások, melyek főként a tenger alatti kábel-összeköttetések kialakításánál jelentenek korrekt műszaki megoldást.) Nagy észak-dél irányú szállítások várhatók a kontinens közepén, mely elsősorban a német hálózatot terheli. (A fogyasztói súlypontok és a tározó kapacitások messze vannak az egyre növekvő északi szélerőmű parkoktól.) Meg kell jegyezni, hogy az így kialakuló áramlások jelenleg is nagymértékben terhelik főként a lengyel és cseh rendszereket, valamint kisebb mértékben megjelenik a szlovák és magyar rendszerben is.

A 2030 évig kitekintő TYNDP meghatározta a középtávon és hosszútávon szükséges hálózat-fejlesztéseket, melyeket a következő ábrák szemléltetnek. Jól látható, hogy Magyarország vonatkozásában középtávra két új szlovák irányú távvezeték (Sajóivánka-Rimaszombat és Gönyü-Bős 400 kV) és egy szlovén irányú (Héviz-Cirkovce 400 kV) kapcsolat szerepel. A terv hosszútávra mindössze egy új átviteli hálózati összeköttetést javasol a magyar rendszerben, nevezetesen egy Kisvárda-Velké Kapusany 400 kV-os magyar-szlovák távvezetékét.



7. ábra: Középtávon szükséges hálózat-fejlesztése. (Forrás: ENTSO-E)



8. ábra: Hosszútávon szükséges hálózatfejlesztések. (Forrás: ENTSO-E)

Az ábrából jól látható, a magyar villamos energia rendszer vonatkozásában jelentős bővítési igény a közös érdekek alapján nem jelentkezik. Ez részben köszönhető annak, hogy a magyar átviteli hálózat (főként belső) fejlesztése az elmúlt években megfelelő ütemben történt, részben pedig természetesen annak, hogy a radikálisan átalakuló termelési szerkezet nagy kihívásai nem a térségben jelentkeznek.

A TYNDP meghatározta a fenti szükséges fejlesztések beruházási költségigényét, leosztva azokat az érintett országokra (feltételezve, hogy a felek azokat egymás között egyenlő arányban megosztják). A táblázatból jól látható, hogy az összesen mintegy 110-150 Mrd Euro beruházási összegből a magyar rendszerre jutó becsült részarány kevesebb, mint 1 ezrelék. (Az összeurópai beruházási igényből a jelentős részarányt a tenger alatti DC összeköttetések illetve a német belső hálózat nagyarányú megerősítési igénye képviselik.) A terv a magyar-szlovák összeköttetés első fázisára (a két vezeték együttesen) 48 millió Euro-t, míg a második fázisra 54 millió Euro-t feltételez beruházási igényként, míg a magyar-szlovén összeköttetés becsült beruházási költsége 141 millió Euro. A 2030-as évig terjedő időszakra tehát a közös érdekből megvalósítandó magyar fejlesztések európai szinten nem meghatározóak.

Table 5-1 Investment cost breakdown in billion €

AT	1.9	IE	2.0
BA	0.1	IS	0.0 <sup>30</sup>
BE	2.0-4.0	IT	5.9
BG	0.3	LT	0.7
CH	1.6	LU	0.2
CY	0.0	LV	0.4
CZ	1.5	ME	0.1
DE	34.8-54.2	MK	0.1
DK	3.7	NI	0.5
EE	0.2	NL	3.3
ES	4.3	NO	7.9
FI	0.8	PL	1.9
FR	8.4	PT	0.7
GB	15.9-16.2	RO	0.5
GR	2.6	RS	0.4
HR	0.2	SE	3.6
HU	0.1	SI	0.6
		SK	0.3
<b>Total</b>	<b>110-150</b>		

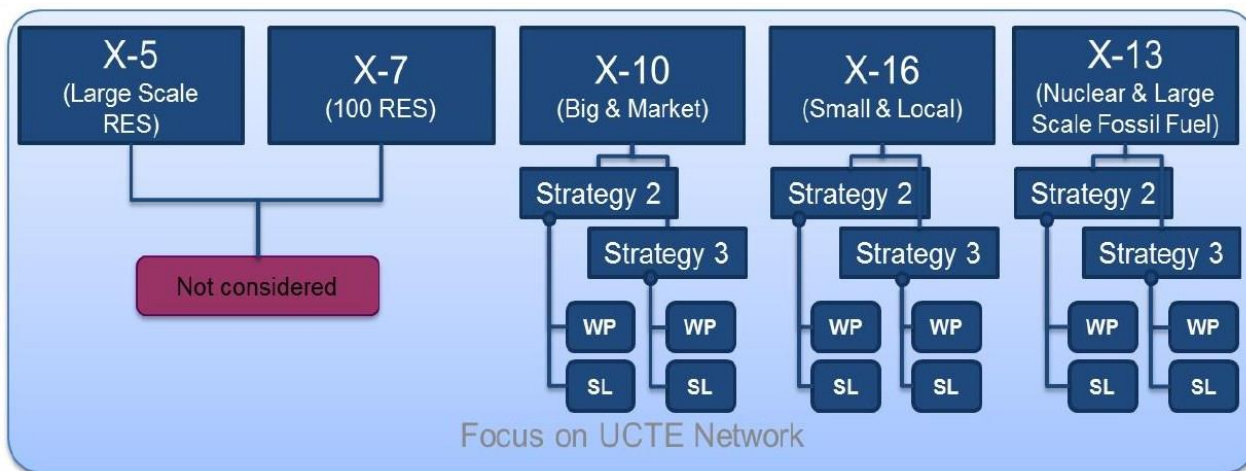
9. ábra: Beruházási költségek milliárd €-ban. (Forrás: ENTSO-E)

## 8. AZ E-HIGHWAY HÁLÓZAT-FEJLESZTÉSI TERVEI 2050 ÉVIG

Az elmúlt évek egyre szigorodó környezetvédelmi célkitűzései, előírásai jelentősen megváltoztatták/megváltoztatják a komoly környezeti terhelést képviselő erőműpark összetételét, tüzelőanyag felhasználását. Ez egyértelműen azt a feladatot jelentette/jelenti Európában is, hogy hosszú távra felmérjék azt az igényt, amit a várható generátor-mix támaszt a villamos energia iparral, különösen a hálózat-fejlesztéssel szemben. A már gyakorlattá váló tízéves hálózat-fejlesztési tervezés (TYNDP) - mely 2014 évben már 2030-ra is kitekintett - jó alapot, kidolgozott módszertant jelentett egy hosszabb időtávú tervezés megvalósítására. Ennek eredményeként döntés született az E-Highway projekt beindítására, mely 2050 évig terjedő időtávra fogalmaz meg hálózat-fejlesztési igényeket, költség-haszon elemzés, valamint műszaki vizsgálatok alapján. A projekt különböző scenario-kat elemzett, különböző fejlesztési stratégiák mellett. Ennek eredményeként rámutatott azokra a szállítási folyosókra, régiók közötti összeköttetésekre, amelyeket erősíteni szükséges részben az ellátásbiztonság megfelelő szintjének kielégítése, részben a piaci viszonyok minél teljesebb kihasználhatósága érdekében.

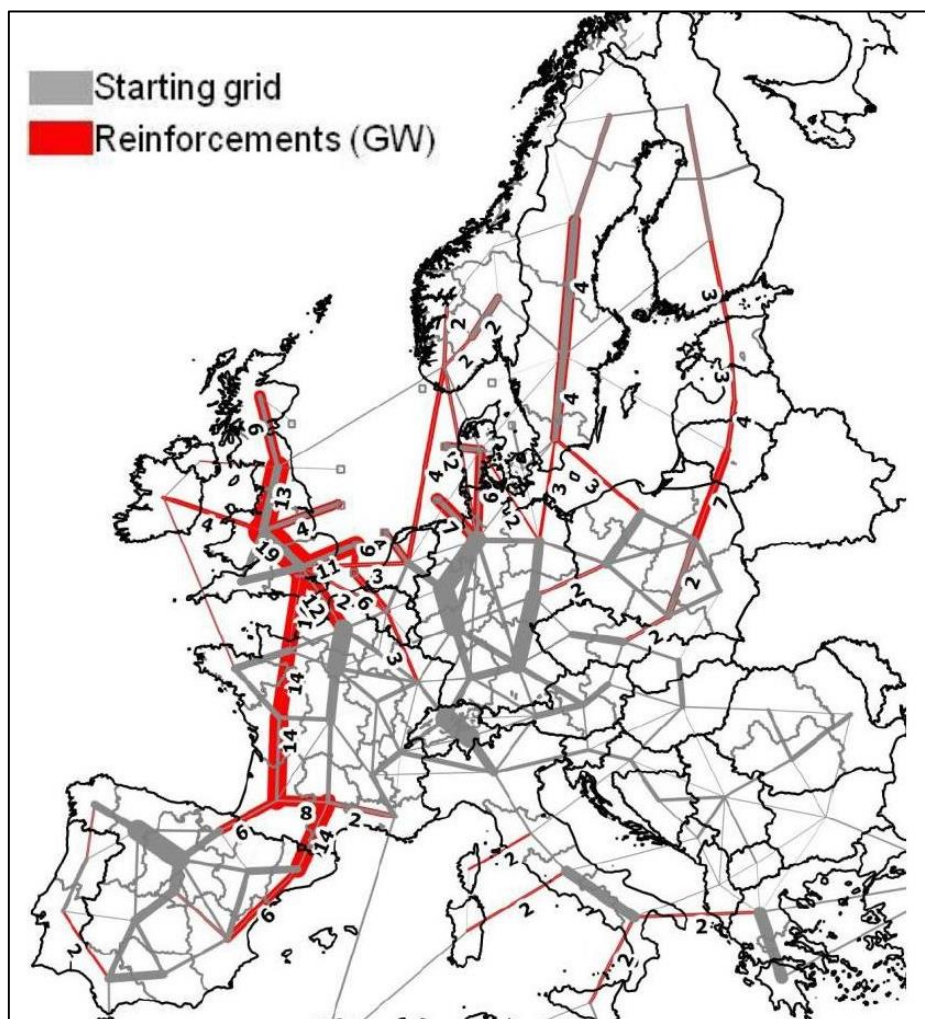
A vizsgálatok elindításakor nagyszámú scenario megfogalmazása jelentette az első lépést, melyek közül végül teljeskörűen három került részletes elemzésre (X-10, X-13, X-16). Az X-10 scenario koncentráltan telepített nagy megújuló energiaforrásokkal számol, a piaci szempontok érvényesítése mellett. Az X-13 esetben az a feltételezés, hogy az atom- és a fosszilis energia felhasználása kedvező fogadtatású, nincs kiemelt stratégiai szerepe a megújuló forrásoknak. Az X-16 scenario decentralizált megújuló erőműpark megvalósulásával számol, új tározó kapacitásokat feltételezve, kihasználva a Smart Grid adta hatékonysági előnyöket, atom és szénbázisú új erőműpark nélkül. Ez utóbbi változat feltételezi egyúttal a legkisebb fogyasztói igényfelfutást. A műszaki vizsgálatok elvégzése három stratégia mentén indult. Az S1 stratégia azt feltételezte, hogy az új hálózati kapcsolatok létesítése nem ütközik lényeges (alapvetően lakossági) ellenállásba, azaz rendelkezésre állnak új vezeték-folyosók. Ez nyilvánvalóan lehetőséget ad a legoptimálisabb (adott esetben a legolcsóbb) változat megvalósítására (új szabadvezetési rendszerek). Az S2 olyan stratégiát feltételez, melynél új vezetékek létesítése a már korábban meglévő vezeték-folyosók mentén lehetséges csak, az olcsóbb szabadvezetési kiépítést használva (de már hosszabb útvonalon, mint S1 esetében). Az S3 esetben az új összeköttetéseket csak föld alatti kábel megoldással lehet megvalósítani, illetve fokozott mértékben kell támaszkodni a meglévő vezetékek kapacitásának növelésére (pl. új típusú sodrony alkalmazása). A nagyszámú hálózat-vizsgálati igényre való tekintettel a redukció lehetőségét az jelentette, hogy az S1 stratégia nem került részleges vizsgálatra (mely egyébként racionális okokból jelentős mértékben hasonlítana az S2 stratégiához).

A hálózati vizsgálatok - ugyancsak az esetek számának ésszerű csökkentése okán - a szélsőséges igénybevételű jelent(het)ő téli csúcs (WP) és nyári minimum (SL) terhelési állapotokra készültek. A modellezett hálózati állapotok nem csak 2050-re, hanem 2040 évre is értékelésre kerültek, és azok csak a kontinentális, szinkron járó hálózatot figyelembe véve készültek (volt UCPTÉ hálózat). (A kiinduló állapotot a 2030 évre tervezett hálózati modell jelképezte.)

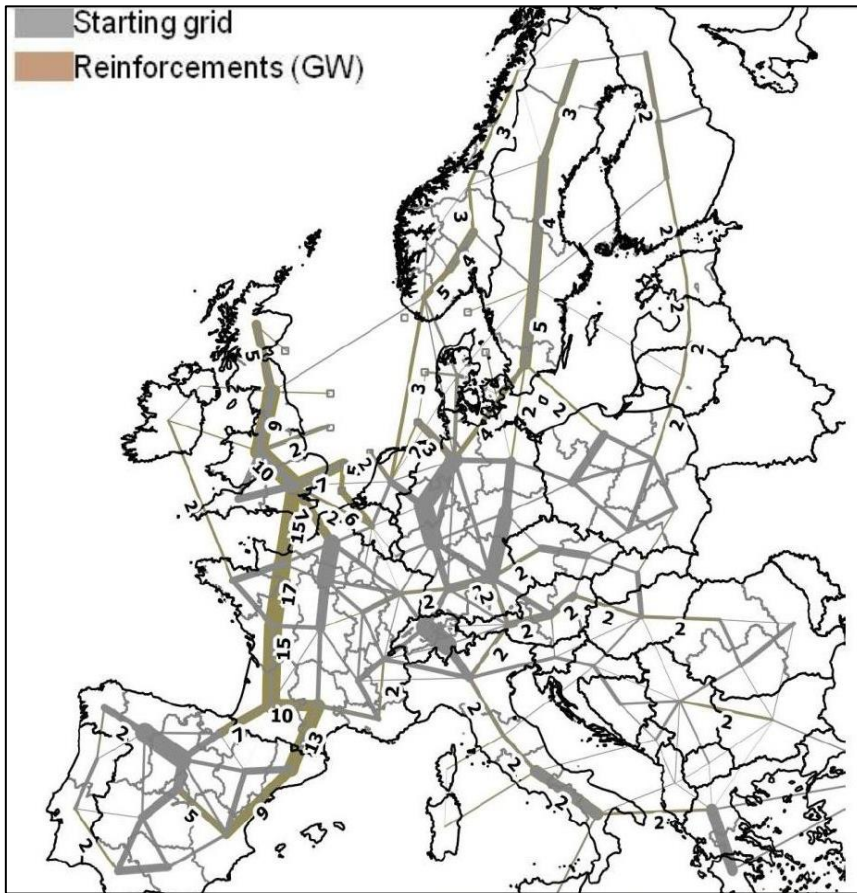


10. ábra: Az E-Highway scenáriói. (Forrás: E-Highway project)

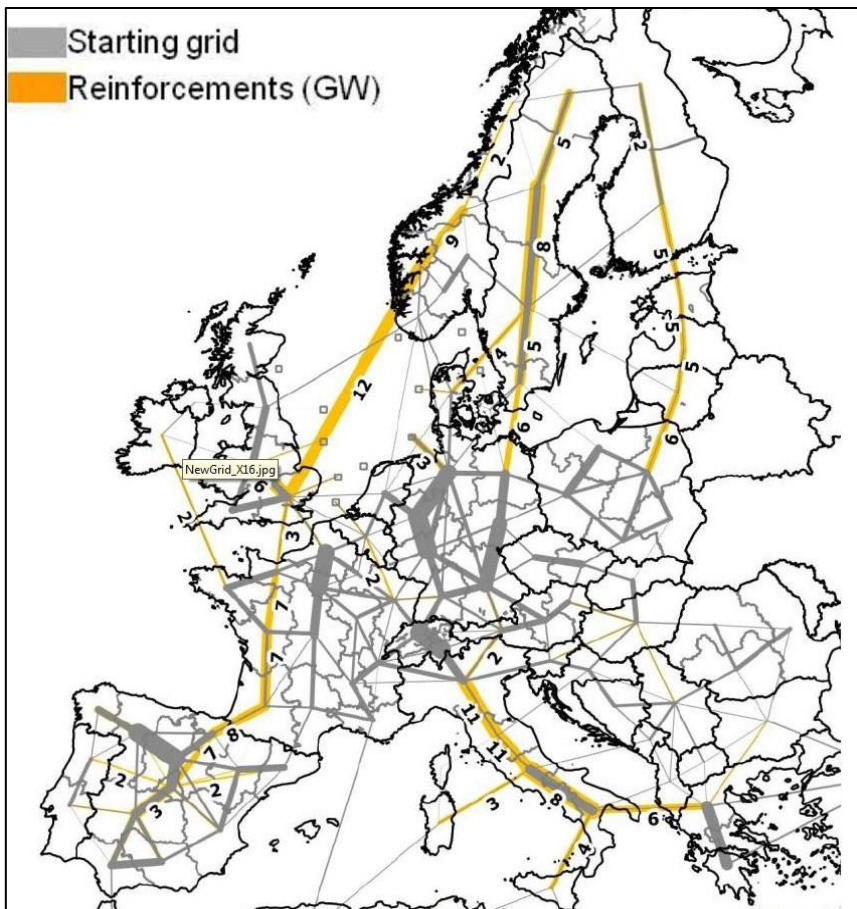
A vizsgálatok eredményét tartalmazó végleges hálózat-fejlesztési javaslatok az egyes scenárió-kra a következő ábrákon láthatók, külön színnel jelölve az 1 GW-nál nagyobb megerősítési igényeket.



11. ábra: X-10 scenárió. (Forrás: E-Highway project)



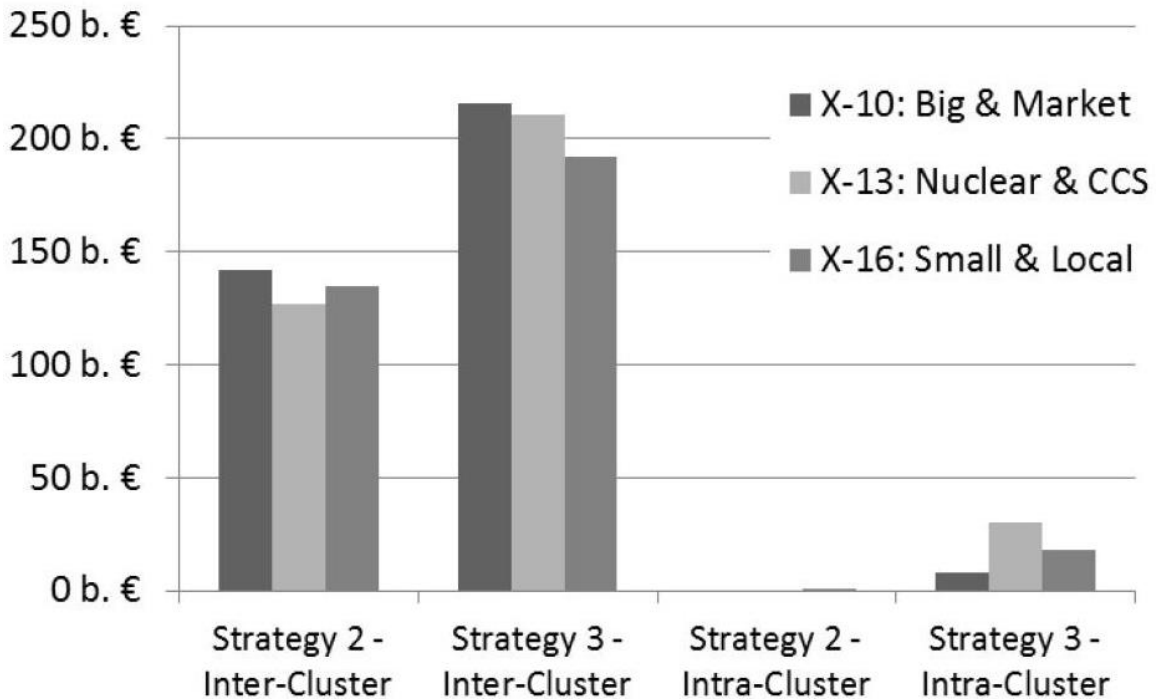
12. ábra: X-13 scenario. (Forrás: E-Highway project)



13. ábra: X-16 scenario. (Forrás: E-Highway project)

Az ábrák jól szemléltetik, hogy mindhárom scenario esetén jelentős hálózati megerősítésekre van szükség 2030 és 2050 év között, természetesen eltérő mértékben. A szükséges beruházások összvolumene az alábbi ábra szerint alakul.

Az 14. ábra jól tükrözi, hogy a szükséges beruházások túlnyomó többsége az egyes régiók közötti összeköttetések erősítését szolgálja, a régiókon belüli hálózati erősítés igénye nem számottevő. Természetesen az S3 stratégia megvalósítása magasabb forrásigényt támaszt, hiszen az új összeköttetések megvalósítása szabadvezeték formájában (a feltételezések szerint) nem lehetséges. Az S2 stratégia beruházási igényének nagyságrendjét értékelve megállapítható, hogy az nagyon közel esik a 2030 évi szükséges (110-150 Mrd Euro) értékhez. Megállapítható az is, hogy az egyes scenario-k hálózat-fejlesztési forrásigénye lényegesen nem tér el egymástól.



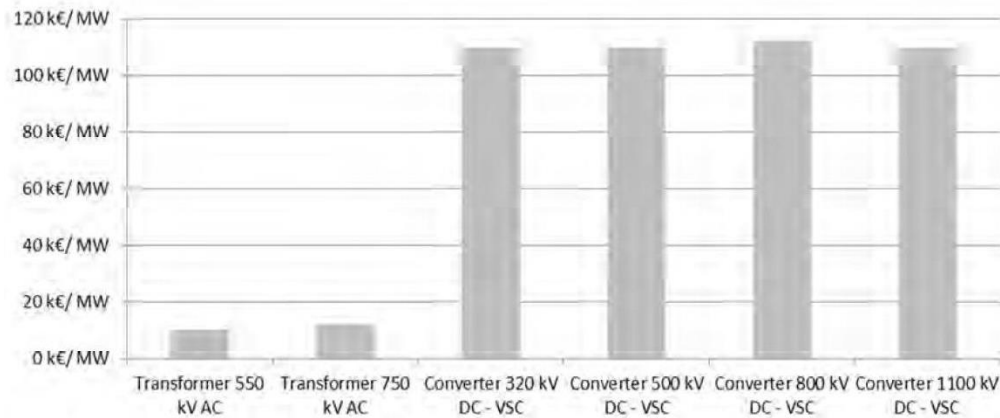
14. ábra: Beruházási költségek. (Forrás: E-Highway project)

A hálózat-fejlesztési igények magyar vonatkozását tekintve megállapítható, hogy az X-10 scenario esetén nem szükséges a hálózat megerősítése sem a belső, sem a nemzetközi összeköttetések vonatkozásában. Az X-13 scenario feltételeinek fennállása esetén kismértékben erősíteni kell a román és az osztrák összeköttetésünket. Amennyiben az X-16 scenario erőmű-fejlesztési és fogyasztói igényváltozás szerinti esetét vesszük alapul, úgy erősíteniünk kell 2050-ig az osztrák, a szlovén és a szerb hálózati összeköttetésünket.



## 9.2. A főbb átviteli elemek becsült egységköltéségei

Az ENTSO-E által készített, a 2030 évre kitékintő TYNDP valamint az E-Highway projekt az értékelések során beruházási költségbecsléseket is adott. A 2030-ig szóló tervben költségbecslés található a közös érdekű projektekre, országokra lebontva azokat. (Ezeknél a projektekénél azt feltételezve, hogy a közösen érintett felek valamilyen egyezmény alapján megosztják a költségeket egymás között.) Az E-Highway projekt bizonyos fajlagos árakat feltételezett a főbb hálózati elemekre, melyek jól használhatók a magyar fejlesztési igények költségeinek meghatározásához is.

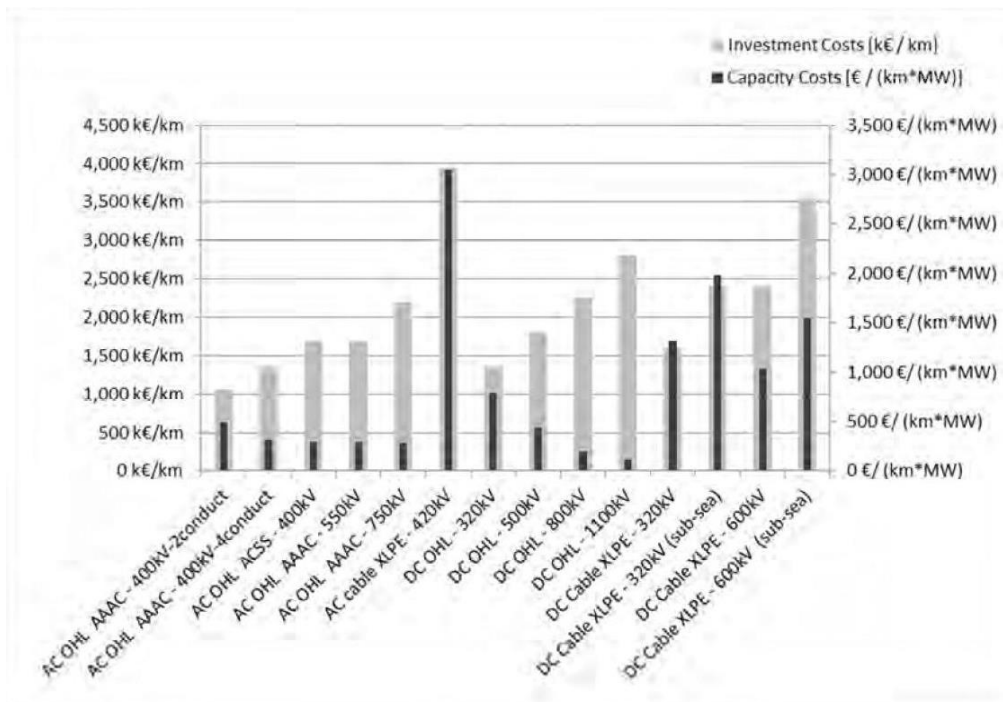


17. ábra: 2050-es beruházási költségek. (Forrás: E-Highway project)

Az állomások legnagyobb költségű elemei a nagyteljesítményű transzformátorok, melynek árai az egységteljesítményre vetítve becsülhetők. Az 550 kV-os transzformátorra adott 10.000 Euro/MW ár (mely a magyar fejlesztéseknél tapasztaltaknál némileg magasabb) jó kiindulási alaphoz tekinthető a jövőben szükséges 400 kV-os hálózati beruházások költségbecslésénél. (Egyenáramú betétek telepítésére a magyar rendszerben nem kell számolni, látszik azonban, hogy azon országok, amelyek ilyen típusú fejlesztéssel számolnak, komoly beruházási kihívással néznek szembe.)

Az állomások nagyteljesítményű transzformátorokon kívüli része (kapcsoló-elemek, mérőváltók, tartószerkezetek, stb.) a tereprendezési munkákkal együtt szintén jelentős beruházási forrásigénnyel jelentkezik. A magyar gyakorlat szerint egy új 400/120 kV-os állomás két kétrendszerű 400 kV-os távvezetékkel becsatlakozással és két 250 MVA-es transzformátorral (három másfél megszakító mezősorral) 20-25 millió Euró beruházási költségigényűre becsülhető. Természetesen azoknál a fejlesztési igényeknél, ahol már meglévő hálózati elemek bővítésére van csak szükség, a költségeket részarányosan kell figyelembe venni. A költségbecslés megadásához minden egyes esetben részletes vizsgálatra került a kiépítendő állomási kép, a becsatlakozásra kerülő távvezetékek száma, a kialakítás lehetőségei. Nem tértek ki a vizsgálatok azonban kiegészítő, szabályozó elemek szükségességére (pl. söntfojtó).





18. ábra: 2050-es beruházási költségek. (Forrás: E-Highway project)

Távvezetékek vonatkozásában a magyar hálózaton a jövőbeli fejlesztések - kiindulva az elmúlt időszak tapasztalataiból - új 400 kV-os kétrendszerű szabadvezetékes összeköttetések kialakításával valószínűsíthetően reálisan. Az ennek egységköltségére becsült 1 millió Euro/km ENTSO-E érték magasabbnak tűnik a korábbi hazai - „Fenyő” típusú oszloppal épített - tapasztalatoknál, a magyar költségbebecslésnél célszerű azt mintegy 750 ezer Euro/km nagysággal figyelembe venni. A magyar átviteli hálózatnál várhatóan nem kell figyelembe venni 400 kV-os kábeles kialakítást, melynek beruházási költségigénye lényegesen magasabb a hagyományos szabadvezetéki hálózat kialakításánál. (Ez alól esetleg kivételt jelenthet a paksi bővítés, ahol az új és a régi állomást összekötő rövid ún. kuplung vezeték kábeles kialakítású is lehet.) Ugyancsak nem kell a fejlesztéseknél igénybe venni egyenáramú összeköttetések megvalósítását.

A távvezetési összeköttetések költségeinek előzetes (még nyomvonal-vizsgálat előtti) becslésénél azt a gyakorlatban alkalmazott elvet lehet követni, hogy az összekötendő objektumok földrajzi távolságát 1.2-1.3 értékkel kell megszorozni, lehetőség szerint figyelembe véve az egyéb adottságokat is (lakott terület megkerülése, nemzeti parkok, Natura2000, stb).

A fenti megadott költségek mai árszinten értendők.

### 9.3. A magyar átviteli hálózat fogyasztói célú fejlesztéseinek várható beruházási költségei

Az 5.1 fejezetben ismertetett fogyasztói célú átviteli hálózati fejlesztések 2030 évig megadják az ellátásbiztonság megfelelő szinten tartásához szükséges bővítési lépéseket. Ezek egy része fogyasztói súlypont-eltolódásból, fogyasztói sűrűség növekedésből, részben pedig a fogyasztói igények lassú növekedéséből keletkező igényt elégíti ki (Székesfehérvár, Kecskemét, Nyíregyháza, Pomáz), mely új átviteli hálózati állomások építésével biztosítható. Ezen projektek költségbebecslése azon a módszeren alapul, hogy a 400/120 kV-os állomás és transzformáció a magyar típusmegoldás szerinti másfél megszakító kialakítású, 2X250 MVA-es transzformátorral, valamint az ellátását biztosító 400 kV-os távvezeték kétrendszerű, „Fenyő” oszlopos kialakítású, melynek hossza a földrajzilag becsülhető távolság 20 %-al növelt értéke. Ugyancsak részben a fogyasztói igénynövekedésből, részben viszont a piaci helyzet következtében megváltozott erőműjáratásból kell adott állomásokban (Ócsa, Detk, Győr) transzformátor

kapacitást növelni, ahol feltételezhető, hogy a meglévő elemekkel azonos típusú egységekkel történik a bővítés, mely alapul szolgál a költségbecsléshez. A belső hálózat hurkoltságának növelése igényli a Pomáz-Bicske 400 kV-os összeköttetés kiépítését, feltételezve szintén a magyar kétrendszerű típusmegoldás költségét. Ehhez a csoporthoz célszerű sorolni az 5.2 fejezetben ismertetett Szigetcsép új 40/120 kV-os alállomást is, melynek költségbecslése szintén a fentiek szerint történt.

Mindezen fejlesztési elemek várható összesített beruházási költségigénye 2030 évig mintegy 200-220 milliárd Euro. A fenti fejlesztések szükségessége 2030 évig csak kis mértékben függ a fogyasztói igények felfutásától, az egyes igények megjelenését várhatóan csak 1-2 évvel módosíthatja. Elmondható azonban, hogy gyakorlatilag függetlenek a két vizsgált erőmű-fejlesztési forgatókönyvtől (Zöld, Atom).

A 6. fejezetben ismertetettek szerint a 2030 és 2050 évig terjedő szakaszban új átviteli hálózati hurokzáró vezeték építésére várhatóan nem lesz szükség. Kevés számú új átviteli hálózati alállomás létesítése szükséges abban az esetben, ha egy mérsékelt fogyasztói felfutás prognosztizálható. Amennyiben a jelzett időszakban ténylegesen megvalósul az energiahatékonyság remélt foka, azaz a fogyasztói igényben növekedés nem várható (esetleg csökkenés következik be), úgy új átviteli hálózati csomópont építésére a remények szerint nincs szükség. Feltételezhető tehát, hogy 2030-2050 között terhelési növekedést feltételezve (Atom) mintegy 40-60 milliárd Euro hálózati beruházás szükséges fogyasztói célból, míg a növekedés nélküli esetben (Zöld) nincs szükség ilyen beruházásra.

#### 9.4. A magyar átviteli hálózat erőmű-csatlakozási célú fejlesztéseinek várható beruházási költségei

A MAVIR - mint magyar rendszerirányító - erőmű-fejlesztési előrejelzésében 2030 évre optimista és forráshiányos változatot ad meg. Az előbbi változat feltételezi az 5. fejezetben ismertetett új nagy erőművek (Tisza, Csepel, Szeged, Almásfüzitő) üzemét, azonban ma kevés esély látszik az optimista változat megvalósítására. A teljesség igényével célszerű mégis megadni a Tisza II. Erőmű, a Csepeli Erőmű, az Algyői (Szegedi) Erőmű és az Almásfüzitői Erőmű 5.2 fejezetben ismertetett műszaki csatlakozásának beruházás-igényét, melynek összesített nagysága mintegy 90 milliárd Euro-ra becsülhető.

Tekintettel arra, hogy a Paks II. projekt két tervezett új blokkja a tervek szerint kevés időbeli elcsúsztatással „együtt mozog”, így 2030-ig a forráshiányosnak nevezett változatban is szerepeltetni kell mindkét új blokkot (2400 MW), ezért ebben az esetben valószínűsíthetően a Mátra projekt kicsúszik ebből az időtávból.

Az Energiaklub becslései szerint az ATOM és a ZÖLD forgatókönyv mellett a villamos energia felhasználási igények a 2030 és 2050 évben a következők szerint alakulnak:

[TWh]	2030		2050	
	ATOM	ZÖLD	ATOM	ZÖLD
áramigény	48,8	47,7	61,4	42,7
importszaldó	4,4	0,51	5,2	-0,96

1. táblázat: Áramigény és importszaldó az ATOM és ZÖLD forgatókönyvben.  
(Forrás: Zöld Magyarország: Energia Útiterv)

A fenti igényekhez rendelt erőművi kapacitások tüzelőanyag szerinti megoszlását az Energiaklub a következő táblázat szerint feltételezi:

[MW]	2030		2050	
	ATOM	ZÖLD	ATOM	ZÖLD
szén	291	0	588	0
olaj	104	600	126	0
földgáz	3130	700	4221	600
atom	4400	2000	2400	0
biomassza	610	800	1197	1600
biogáz	0	152	0	1500
szél	1236	3500	1485	9200
nap	712	1972	1215	12000
geotermia	0	59	241	300
víz		76		150
szén-biomassza		450		0
szén-biomassza-gáz		120		0

2. táblázat: Kapacitások az ATOM és ZÖLD forgatókönyvekben.  
(Forrás: Zöld Magyarország: Energia Útiterv)

A 2030 évre vonatkozó ATOM forgatókönyv alapján (figyelembe véve a MAVIR forráshiányos változatát, de már a fenti táblázat szerinti két új Paks blokkal) az becsülhető, hogy átviteli hálózatra vonatkozó fejlesztési vonzata az atomerőmű bővítésének van. (Az új OCGT tartalék egységek várhatóan nem jelentenek átviteli célú fejlesztéseket.)

A Paks II. projekt hálózati csatlakozására vonatkozóan előzetes tervek készültek, melynek alapján a meglévő mellett egy új telephelyen új 400 kV-os alállomás létesül, a két alállomást egy kétrendszerű 400 kV-os kuplungvezeték kapcsolja össze, valamint a ma is üzemelő vezetékek egy része átkötésre kerül az új csomópontba. Az üzembiztos teljesítmény-kiszállítás érdekében kétrendszerű 400 kV-os távvezeték épül Paks és Albertirsa között. Ennek várható költségét becsülve az mondható, hogy a **2030 évig** terjedő időszakra az erőmű-csatlakozási célú átviteli hálózati fejlesztés mintegy **130 millió Euro** az **ATOM** forgatókönyvet feltételezve.

A Paks II. projekt nélküli erőműkiosztásra vonatkozó „Zöld Magyarország Energia Útiterv” tanulmányban található táblázatok, valamint a fenti táblázat 2030 évi ZÖLD forgatókönyve alapján az mondható, hogy annak egyik új átviteli hálózat-fejlesztési vonzata a Mátra Erőmű kapcsán lehet (szén-biomassza 450 MW). A korábban tervezett (de meg nem valósult) Mátra Erőmű 500 MW-os blokkal való bővítése alapján feltételezhető, hogy ez az új kiépítés is hasonló lehet, így annak hálózati csatlakozásához új 400 kV-os csomópontot kell kiépíteni a hozzá tartozó vezetéki kapcsolatokkal együtt. Ennek beruházási forrásigénye mintegy 25 millió Euro. (Természetesen elképzelhető ennek a 450-500 MW teljesítménynek kisebb egységekkel való kiépítése is, ebben az esetben a meglévő hálózati infrastruktúra alkalmas lehet annak bővítés nélküli fogadására is, melyet természetesen egyedi vizsgálatokkal kell alátámasztani.) Ebben a forgatókönyvben az átviteli hálózat fejlesztésének igényét jelentheti a szélerőművek tervezett nagy kapacitása is. Valószínűsíthető, hogy lesz olyan térség, ahol a koncentráltan jelentkező szélerő kapacitás teljesítményét az elosztó hálózat nem képes fogadni, így megfelelő gyűjtőhálózat kiépítése után egy átviteli hálózati (célszerűen 400 kV-os) csomópontot kell kialakítani. Ennek becsült beruházási igénye 15-20 millió Euro az alaphálózattól való távolságtól függően. A fentiek alapján a **ZÖLD** forgatókönyv **2030 évig** terjedő erőmű-fejlesztéshez kapcsolódó átviteli hálózati költsége **45 millió Euro**.

A 2030-2050 évek közötti időszakban az atomerőmű régi blokkjai 2037-ig fokozatosan leállnak, a Paks II projekt blokkjai maradnak üzemben. A kieső teljesítményt koncentrált szénhidrogén tüzelésű erőművek pótolják az ATOM forgatókönyv szerint. Az összköltségek szempontjából az volna kedvező, ha ezek az új erőművek a meglévő hálózati és egyéb infrastruktúra közelében létesülnének. Optimista esetet feltételezve a Dunamenti Erőmű új egységekkel való bővítése érdemi új hálózati beruházást nem igényelne, egy Tisza II. újjáépítés valamint egy Algyő új erőmű építés pedig összességében mintegy 15-20 millió Euro átviteli hálózati bővítést igényelne. A szintén korábban tervezett Csepeli Erőmű bővítése valamint az Almásfüzitő térségi erőműfejlesztés már 30 millió Euro feletti hálózat-fejlesztési ráfordítást igényelne külön-külön. A biomassza és a napenergia részarányának növekedése várhatóan nem jelent bővítési igényt az átviteli hálózatra, alapvetően az elosztó hálózat bővítését igénylik ezen teljesítmény betáplálások megjelenése. Az ATOM forgatókönyv esetét feltételezve az optimista változatot figyelembe véve **20 millió Euro** átviteli hálózati összeggel célszerű összességében számolni **2030-2050** között, mely nagyság a fentiek szerint azonban az erőművi telephelyek függvényében változhat. (Amennyiben Csepeli és Almásfüzitő térségi fejlesztés kapna prioritást, ez önmagában nem lenne elég a táblázat szerinti fejlesztési igény kielégítésére - figyelembe véve a leállásokat is - így ehhez még egy Tiszai vagy Algyői bővítés is szükségessé válna, mely együtt összességében mintegy 70 millió Euro hálózati bővítést igényelne.)

A ZÖLD forgatókönyv szerinti - 2030 és 2050 között várható - nagyarányú megújuló termelés (mely a kiöregedő konvencionális erőművek helyébe lép) alapvetően az elosztó hálózati viszonyokat módosítja, többségében oda csatlakozik. Ilyen mennyiségű megújuló energiaforrás azonban már elkerülhetetlenül koncentrálna bizonyos területeken, így a nagy termelési sűrűséggel rendelkező régiókban a megtermelt teljesítményt az átviteli hálózatra kell csatlakoztatni. Ennek feltételeit egyedi vizsgálatokkal kell meghatározni, az azonban mondható, hogy a mintegy 100-150 MW koncentrált erőművi teljesítményt már valószínűleg az átviteli hálózatra kell csatlakoztatni. Másrészt az is mondható, hogy a termelési részarány elosztó hálózat felé való eltolódása tehermentesítheti az átviteli hálózatot, így annak fejlesztésére nincs erős kényszer. Ezen megfontolások alapján a ZÖLD forgatókönyv **2030-2050** közötti időszakára két új 400 kV-os táppontot feltételezünk megújuló energiaforrások koncentrált teljesítményének a csatlakoztatására, **40 millió Euro** értékben. A napenergia részarányának radikális növekedése várhatóan nem jelenti 100 MW-nál nagyobb teljesítményű „erőmű telepek” kialakítását, elsősorban a ma ismert technológia szerinti helyigényt figyelembe véve. Ez a teljesítmény nagyság a 120 kV-os elosztóhálózat bővítésével még csatlakoztatható a rendszerhez, így ebben az esetben átviteli hálózati bővítésre nincs szükség. A szélerőmű telepek egy-egy körzetben már várhatóan meghaladják a 100 MW nagyságrendjét (különös tekintettel a technológia fejlődéséből adódó egyre nagyobb egység teljesítményre), így ezek kialakításának függvényében az átviteli hálózat fejlesztési igénye nőhet további 20-60 millió Euro értékkel.

## 9.5. A magyar átviteli hálózat nemzetközi célú fejlesztéseinek várható beruházási költségei

Nemzetközi összeköttetéseink vonatkozásában régóta megoldandó probléma a 750 kV-os feszültség szint kezelése. A hálózatvizsgálati eredmények azt mutatták, hogy annak felhasználása lényegesen kedvezőbb 400 kV-on, így a hazai területen való áttérítés érdekében a keleti határszél közelébe kell helyezni a 750/400 kV-os transzformációt (Kisvárdá). Ennek becsült költsége mintegy 20 millió Euro.

Ugyancsak régóta tervezett bővítés a szlovák irányú határmetszék kapacitásának növelése is. Az ENTSO-E tízéves hálózat-fejlesztési terve (TYNDP) már korábban felvette a közös érdekű hálózati elemek közé első ütemben a Sajóivánka-Rimaszombat és a Gönyű-Bős 400 kV-os kétrendszerű távvezetékek megépítését a hozzá tartozó alállomás bővítésekkel együtt, míg második ütemben a Kisvárdá-Velké Kapusany 400 kV-os összeköttetést. Ezek összesített beruházási költsége a magyar oldalon mintegy 60 millió Euro.

Szintén szerepel a TYNDP közös érdekű tervei között egy magyar-szlovén 400 kV-os vezetékkapcsolat megvalósítása, melynek az 5.3 fejezetben leírtak szerint nincs további magyar oldali költségvonzata.

A fenti átviteli hálózati fejlesztések mind a **ZÖLD**, mind az **ATOM** forgatókönyv mellett szükségesek **2030 évig** (tervek szerint már előbb), melyeknek összesített beruházási költsége mintegy **80 millió Euro**.

Az E-Highway Projectben végzett vizsgálatok azt mutatták, hogy **2030-2050** között határkeresztező kapacitás bővítésekre van szükség a magyar rendszerben is mind a **ZÖLD**, mind az **ATOM** forgatókönyvekhez hasonló scenario-kban (X-16,X-13). A megújuló energiaforrásokat előtérbe helyező X-16 változat (**ZÖLD**) az osztrák, a szlovén és a szerb határmetszék megerősítését javasolja, melyeknek az 5.3 fejezetben ismertetett műszaki megoldások alapján az összesített várható beruházási költsége **55 millió Euro** a magyar oldalon. (Szerb irányban a Sándorfalva-Szabadka távvezeték megerősítését preferálva.) Az X-13 változat (**ATOM**) az osztrák és a román határkeresztezés átviteli kapacitásának növelését javasolja, mely mintegy **60 millió Euro** beruházási költségvonzattal jár a magyar rendszerben. Meg kell jegyezni, hogy a 2040 évre vonatkozó köztes vizsgálatok még nem mutatták ki a fenti határkeresztező kapacitás-bővítések szükségességét, így azokat a 2040-2050 közötti időszakban kell várhatóan elvégezni.

## 9.6. A magyar átviteli hálózat fejlesztéseinek várható beruházási költségei 2050-ig

A fentiekben leírtak alapján tehát a magyar átviteli hálózat-fejlesztések beruházási összegére lehet összesített becslést adni.

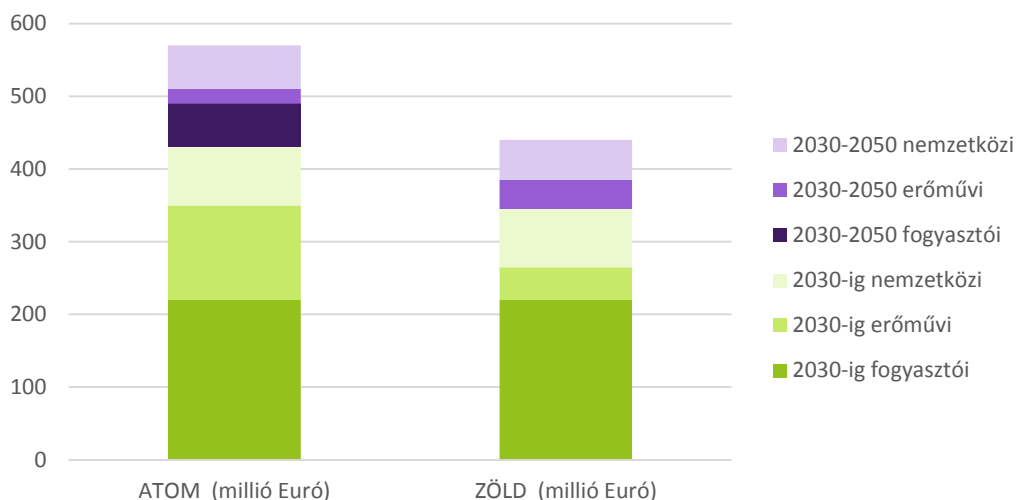
Az **ATOM** forgatókönyv vonatkozásában ez az érték **2050 évig** mintegy **570 millió Euro**, melyből a 2030-as évre várhatóan mintegy 430 millió Euro-t kell fordítani. A **ZÖLD** forgatókönyv átviteli hálózat-fejlesztési igénye **2050-ig** mintegy **440 millió Euro**, ennek 2030 évig szükséges ráfordítási igénye 345 millió Euro értékre becsülhető.

A becsült átviteli célú beruházási összegek tartalmazzák a mindkét forgatókönyvnél azonos értékkel szereplő fogyasztói célú fejlesztéseket 2030-ig. Ugyancsak azonos értékkel szerepelnek a két külön forgatókönyvnél a 2030 évig szóló szükséges nemzetközi célú fejlesztések. A két forgatókönyv átviteli fejlesztési igénye közötti különbség elsősorban a 2030-ig szóló időszakban az erőmű-fejlesztési érdekből jelentkező bővítésekből adódik, alapvetően a Paks II. projekt következtében. Ugyancsak növeli a különbséget a **ZÖLD** forgatókönyvnél jelentkező, a 2030-2050 évek közötti időszakra vonatkozó fogyasztói célú átviteli hálózat-fejlesztési igény minimális nagysága (a feltételezett fogyasztói igénycsökkenés következtében 0). Érdekes lehet azt is megfigyelni, hogy a 2030-2050 között várhatóan jelentkező nemzetközi hálózat-fejlesztési igény, bár műszaki tartalomban lényegesen eltér egymástól, gyakorlatilag azonos nagyságú beruházási forrásigényt támaszt a két forgatókönyvnél.

A fenti összegek megoszlását a vizsgált időszakokra a különböző fejlesztési célok szerinti bontásban az alábbi táblázat és ábra adja meg.

		<b>ATOM</b> (millió Euró)	<b>ZÖLD</b> (millió Euró)
2030-ig	fogyasztói	220	220
	erőművi	130	45
	nemzetközi	80	80
2030 - 2050	fogyasztói	60	0
	erőművi	20	40
	nemzetközi	60	55
<b>Összesen</b>		<b>570</b>	<b>440</b>

3. táblázat: A magyar átviteli hálózat fejlesztéseinek várható beruházási költségei.



19. ábra: A magyar átviteli hálózat fejlesztéseinek várható költségei (millió Euro).

A vizsgálatok eredményei azt mutatják, hogy a magyar átviteli hálózat jövőbeli fejlesztési igényei nem jelentenek kiugró, az eddigiektől jelentős mértékben eltérő beruházási forrásokat. Természetesen az ATOM és a ZÖLD forgatókönyv más fejlesztési szükségletet képvisel, ezek nagyságrendje azonban illeszkedik az eddigi bővítésekhez. Ennek oka egyrészt az, hogy a magyar átviteli hálózat fejlesztése az elmúlt 20 évben fokozott ütemben egy európai szinten is megfelelő hálózatképet eredményezett, másrészt az erőműpark szerkezetének jövőbeli radikális átalakulása lényegesen nem érinti térségünk várható áramlási viszonyait.

A magyar átviteli hálózat várható igényeknek való fejlesztése 2050 évig mindkét változatban reálisan megvalósítható.

Meg kell jegyezni, hogy a fenti költségbecslés csak az új hálózati létesítésekre vonatkozik, az nem tartalmazza a felújítás, a karbantartás és az üzemeltetés költségeit. Amennyiben a beruházásokhoz hozzáadjuk a CAPEX finanszírozású felújítási forrásigényt is (melyet 20 millió Euro/év nagyságúra feltételezhetünk), akkor a fenti összegek 2050 évig 700 millió Euro értékkel növekednek mindkét forgatókönyv esetében. Ennek alapján az ATOM forgatókönyv összes igénye 1.27 Mrd Euro, a ZÖLD forgatókönyvé pedig 1.14 Mrd Euro lehet.

## 10. A MAGYAR ELOSZTÓ HÁLÓZAT BECSÜLT FEJLESZTÉSEI

A magyar villamos energia rendszerben elosztó hálózatnak minősül a nagyfeszültségű (NAF) 120 kV-os szint, a középfeszültségű (KÖF) 10 kV, 20 kV és helyenként a 35 kV valamint a kiefeszültségű (KIF) 0.4 kV, mely utóbbi már a lakossági feszültségszint. A 120 kV-os hálózat kialakítása gyakorlatilag teljes mértékben hurkolt, amely azt jelenti, hogy az energia áramlás több párhuzamos úton is megtörténhet a topológia kialakításától és a fizikai paraméterektől függően, mely párhuzamos utak bizonyos mértékben egymás tartalékait képezik. A KÖF hálózatokról elmondható, hogy kialakításukra az ún. íves-gyűrűs hálózatkép a jellemző, amely leegyszerűsítve azt jelenti, hogy a fogyasztók ellátását vagy két egymástól független betáplálás (NAF/KÖF alállomás) biztosítja (KÖF távvezeték-ív két állomás között) vagy egy táppontból induló és oda érkező KÖF távvezeték gyűrű épül ki több fogyasztói körzet ellátására. Mindkét kialakításra jellemző, hogy a fogyasztói körzetek két irányból kaphatnak betáplálást, mely jelentősen növeli az ellátásbiztonságot. A KIF hálózatok kialakítására az ún. sugaras hálózatkép a jellemző, mely azt jelenti, hogy a betáplálás és a fogyasztói pont között csak egy meghatározott hálózati út létezik, melynek bármely eleme meghibásodása esetén az ellátás megszakad. (A fa struktúrájú kialakítás következtében egy-egy elem meghibásodása egyidejűleg több fogyasztónál is az ellátás kimaradását eredményezheti.) Meg kell azt is jegyezni, hogy a KÖF hálózatnak is lehetnek sugaras leágazásai.

Az elosztó hálózat fenti kialakítása megfelelően szolgálta/szolgálja a fogyasztók ellátását, az elosztói engedélyesek a hálózat bővítésével, felújításával és karbantartásával általában az elvárható szinten biztosítják a szükséges ellátási színvonalat, melyet a magyarországi regulátor, a MEKH rendszeresen ellenőriz és értékkel. A kialakítás arra az eddig alkalmazott gyakorlatra épült, hogy a koncentrált nagy erőművekben megtermelt villamos energiát az átviteli hálózat - elosztó hálózat láncolatán keresztül kell eljuttatni a fogyasztóhoz. Az erőmű-struktúra összetételének jövőbeli várható változásai azonban a fejlesztési lépések átgondolására készítetik az elosztásért felelős energia-ipari szereplőket is. A jövőre vonatkozó felelős döntések alapos átgondolását az is kikényszeríti, hogy egy új fejlesztés megvalósítása legalább 30 éves időtávra része marad a rendszernek, így olyan megoldást célszerű választani, mely több évtized várható igényeinek együttes kielégítését képes kiszolgálni.

Már napjainkban is, a jövőben azonban egyre fokozódó mértékben jelennek meg a viszonylag kis egységteljesítményű áramtermelő egységek, melyek csatlakoztatása a hálózatra - az adottságok következményeként - decentralizáltan történik. A kis teljesítményű erőművek egyre nagyobb térhódítása elsősorban a megújuló energiaforrások folyamatosan növekvő számának köszönhető.

Az elosztó hálózat különböző feszültségszintjeinek eltérő szállítási kapacitása behatárolja az újonnan jelentkező „kiserőművek” hálózati csatlakozási lehetőségeit. Általános szabályként elmondható, hogy néhány 10 kW-os nagyságig („házi erőművek”) a kiefeszültségű hálózati csatlakozás még megvalósítható. Az efölötti teljesítmény csatlakoztatására 10-15 MW nagyságig a középfeszültségű hálózati csatlakozás lehet a gazdaságos, ennél nagyobb teljesítmény betáplálásánál már a 120 kV-os feszültségszint jöhet szóba. (Itt célszerű ismételtten megjegyezni, hogy a koncentráltan jelentkező, nagy, mintegy 100 MW nagyság feletti összteljesítménnyel rendelkező szélerőmű telepek már átviteli csatlakozást igényelnek.)

Egyszerűnek tűnhet a kiserőművek csatlakozása az elosztó hálózatra abban az esetben, ha a megtermelt teljesítmény nem haladja meg a csatlakozási pont körzetének fogyasztását. Ekkor a fogyasztóhoz szállítandó teljesítmény nagysága a helyben megtermelt értékkel lecsökken, amely csökkenti a szállítási kapacitás leterhelését, kisebb hálózati veszteséget eredményez. Részben ennek eredményeként az becsülhető, hogy a decentralizáltan telepített generátorok 10-15 %-os részarány-növekedéséig nem feltétlenül kell lényegesen változtatni az elosztó-hálózat fejlesztési politikáján.

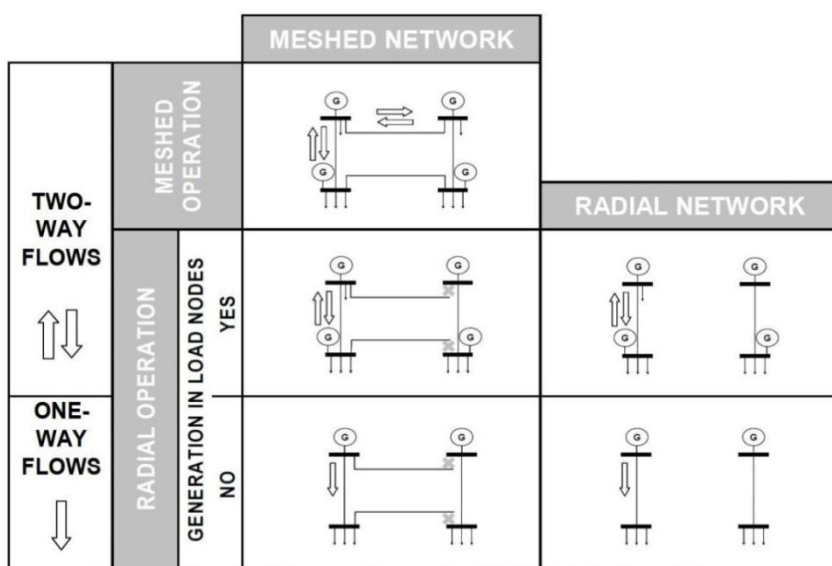
Természetesen a decentralizáltan jelentkező kiserőművek nem csak a terhelési viszonyokat változtatják, hanem egyéb műszaki paramétereket is módosítanak. Megváltozik a térségben a feszültség-profil, növekedhet a hibaáram nagysága (növelni kell a zárlati szilárdságot), biztosítani kell a szelektív védelmi működéseket a megváltozott körülmények mellett is, változhatnak a stabilitási viszonyok, erősödhet a

hálózati „szennyezés” (flicker hatás) stb. Ez egyértelműen azt igényli, hogy a csatlakozások tervezésénél mindezen viszonyokat akár egyedileg is mérlegelni kell.

A megújuló energiaforrások egyre nagyobb szerepe, ezáltal a decentralizált kiserőművek térnyerésének fokozódása azonban azt igényli, hogy az elosztó hálózat tervezési koncepciója az új helyzethez alkalmazkodva módosuljon.

A szükséges elosztó hálózati bővítések leegyszerűbbnek tűnő módja az lehetne, hogy a megváltozott áramlási viszonyokat, valamint a módosult műszaki paramétereket figyelembe véve a szükséges mértékben megerősítjük a szállítási utakat a meglévő topológia (hálózatkép) meghagyásával. Ez a megoldás a fentebb jelzett részarány növekedésig járható útnak tűnik, hosszabb távon azonban nem jelent jó megoldást. A decentralizáltan jelentkező generátorok térnyerésének fokozatos növekedése azt igényli, hogy jövőbe mutató hálózat fejlesztési politika kerüljön kidolgozásra az elosztó hálózaton.

A növekvő decentralizált betáplálás egyre több körzetben azt jelenti/jelentheti a jövőben, hogy az elosztó hálózaton (KIF és KÖF) megváltozik az áramlási irány, amely mind helyi, mind rendszerszinten új viszonyokat eredményez. Az eddig gyakorlatilag csak szállítási funkciót ellátó elosztó hálózat nem rendelkezik megfelelő tartalékolással, melyet azonban a kiserőművek térnyerésének növelésével ki kell alakítani, az elosztó hálózat a szállítási funkció felől egyre inkább a tartalékolási feladatok felé kell, hogy fejlődjön. Ez korrekt módon úgy biztosítható, hogy növelni kell az elosztó hálózat hurkoltsági fokát, kialakításában közelítve azt az átviteli hálózatéhoz. Mindazon körzetekben, ahol ez szükséges (vagy a jövőben szükségessé válhat), a meglévő hálózat megerősítése helyett (vagy mellett) új hurok/hurokok kerül/nek kiépítésre a rendszerben



20. ábra: Villamosenergia-hálózatok lehetséges felépítése és működtetése. (Forrás: European Commission, Institute for Energy)

Az alábbi szemléltető ábra jól szemlélteti a különböző hálózati kiépítések és üzemeltetések eltérő viszonyait. A jelenlegi elosztó hálózat (főként KIF) helyzetét leginkább az ábra jobb alsó része szemlélteti, ahol a sugaras hálózat (radial network) kialakítás sémája látható sugaras üzemeltetés (radial operation) mellett úgy, hogy a fogyasztói csomópontban nincs erőművi betáplálás. Ekkor az energia áramlás egyirányú. A fentebb lévő ábrarész már azt az esetet jelképezi, amikor az előzőhöz hasonló hálózati helyzetben

fogyasztó és betáplálás (decentralizált kiserőmű) is található egy csomópontban, így az áramlási irány (függően az adott csomópontok fogyasztásának és a betáplálásának nagyságától) ellentétes is lehet. Tartalék szállítási útvonal azonban nincs, így az összeköttetés meghibásodása mindkét esetben ellátási kiesést okoz. A hurkolt hálózati (meshed network) kialakítást mutató három ábrarész alsó egysége azt mutatja, hogy a sugarasan üzemeltetett hálózaton, ha a fogyasztói pontban nincs generátor, egyirányú áramlás alakulhat csak ki, hasonlóan a mellette lévő helyzethez. (Ebben az esetben a hurok kialakítását biztosító elemek üzemeltetési okokból tudatosan kikapcsolva üzemelnek, csak tartalékolási funkciójuk van, üzemzavaros esetben kerülnek csak bekapcsolásra.) A középső ábra már azt mutatja, hogy az áramlás kétirányúvá válhat, ha a fogyasztó mellett generátor is megjelenik a csomópontokban. (Hasonlóan a mellette lévő ábrarészhez.) A kikapcsolt összeköttetések itt is tartalék funkciót látnak el. A legfelső ábrarész már azt az esetet szemlélteti, amikor egy hurkoltan kiépített és hurkolt üzemeltetésű (meshed

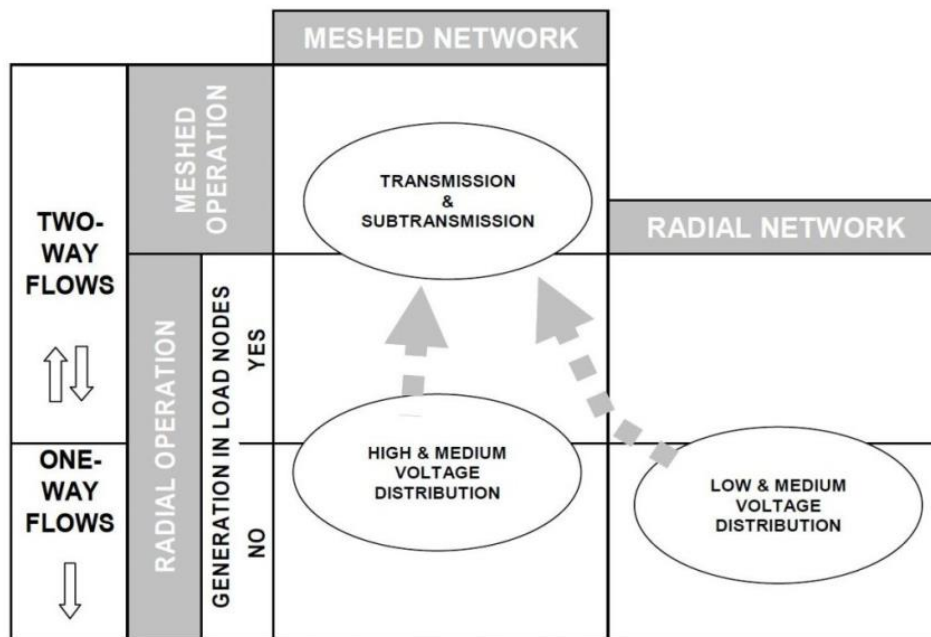


operation) hálózaton minden összeköttetés bekapcsolva működik, valamint minden csomópontban lehet fogyasztás és termelés is. Az egyes elemeken az áramlások nagysága és iránya az egyes csomópontok fogyasztásának és termelésének nagyságától, valamint az összeköttetések topológiájától és műszaki paramétereitől függ (Kirchhoff törvények). Ebben az esetben az összeköttetéseket úgy méretezik, hogy azok teljes értékű tartalékokat képezzenek a rendszerben bármely egy elem kiesése esetén (n-1 elv).

A decentralizált termelés részarányának egyre növekvő térnyerése megköveteli az elosztó hálózat tervezésének és jövőbeli bővítésének átdolgozását. Annak érdekében tehát, hogy az elosztó hálózaton a megfelelő tartalék-utak is rendelkezésre álljanak a megtermelt energia elszállítása és a fogyasztói ellátás érdekében, a sugaras üzemű kialakítást fokozatosan fel kell, hogy váltsa a felettes hálózathoz hasonló hurkolt üzem.

Az előző ábrán szemléltetett sugarasan kialakított és sugarasan üzemeltetett hálózatok elsősorban a kis- és középfeszültségű (low & medium voltage distribution) elosztó hálózatokra jellemző, míg a hurkolt kialakítású, de sugarasan üzemeltetett hálózati kialakítás a nagy- és középfeszültségű (high & medium voltage distribution) elosztó hálózatokat jellemzi. A hurkolt kialakítású és hurkoltan üzemeltetett megoldás az átviteli és a korábban úgynevezett főelosztó (transmission & subtransmission) hálózatoké jellemzője. Az elosztó hálózat kialakítását ezen utóbbi hálózatoké alapján célszerű tervezni és megvalósítani a jövőben, ahogyan azt az alábbi ábra szemlélteti.

Ebben az új üzemmódban a KÖF és KIF elosztó hálózat - bár kisebb léptékben - ugyanazt a szállítási és tartalékolási szerepet tölti be a rendszerben, mint korábban a nagyobb feszültségű hálózatok.



21. ábra: Elosztó hálózatok várható jövőbeli fejlődése.  
(Forrás: European Commission, Institute for Energy)

A fenti átalakítás természetesen nagy beruházási forrásigényt támaszt az elosztó hálózattal szemben, ezért a fejlesztést fokozatosan célszerű végrehajtani, igazítva azt a megosztott energiaforrások fejlesztési üteméhez és területi eloszlásához.

A magyar villamos energia rendszerben a 120 kV-os elosztó hálózat már alapkiépítésénél fogva hurkolt kialakítású, így a hurkoltsági fok növelésére lényeges mértékben itt nem kell számolni. A 120 kV-os feszültségű csatlakozást igénylő új erőművek elsősorban az összességében 15-100 MW nagyságú megújuló szélenergia illetve napenergia parkok lehetnek. Ezeknél a hálózati költséget az erőművi új fogadóállomás valamint annak a meglévő hálózathoz való csatlakoztatásának kiépítése jelentheti. A hálózati csatlakozás kialakításánál lehetőség szerint arra kell törekedni, hogy az új erőmű csatlakozását biztosító 120 kV-os vezetékek lehetőleg új hurokelemet is képezzenek a rendszerben, növelve ezzel is a hálózati biztonság szintjét. Az elosztó hálózat eddigi fejlesztési trendjét követve a várhatóan jelentkező erőművi csatlakozások megfelelő tervezéssel megoldhatók.

A magyarországi áramszolgáltatói adatokat elemezve az látható, hogy az elosztói engedélyesek az elmúlt években hálózati beruházásokra (beleértve a CAPEX finanszírozású felújításokat is) évente összesen mintegy 250 millió Euro összeget fordítottak. Az ATOM forgatókönyvet feltételezve - nem számolva nagyszámú megosztott kis-erőmű telepítésére - az eddigi elosztó hálózati fejlesztési trend fenntarthatónak tűnik az elkövetkező időszakokra. Ezen éves összeget alapul véve az **ATOM** változat esetében **2030-ig** mintegy **3.75 Mrd Euro**, **2030-2050** között további **5 Mrd Euro** beruházási forrás szükséges az elosztó hálózat fejlesztésére. A **ZÖLD** változat esetében feltételezhető, hogy 2030 évig a megosztott kiserőművek elterjedése még nem lesz olyan mértékű, ami szükségessé tenné az elosztó hálózat tervezési koncepciójának lényeges megváltoztatását, így a **ZÖLD** forgatókönyv esetén ugyancsak elégséges **2030-ig** a **3.75 Mrd Euro**.

4. táblázat: A magyar elosztó hálózat becsült fejlesztési költségei az ATOM és ZÖLD forgatókönyvben.

	ATOM (millió Euro)	ZÖLD (millió Euro)
2030-ig	3750	3750
2030-2050	5000	6500
<b>Összesen</b>	<b>8750</b>	<b>10250</b>

A 2030-2050 közötti időszakban azonban feltétlenül szükségessé válik az elosztó hálózat új fejlesztési koncepciójának (hurkoltsági fok növelése) megfelelő bővítések megvalósítása, ami úgy becsülhető, hogy a jelenlegi koncepció szerinti fejlesztési igényeket minimálisan 30%-kal kell megnövelni. (Ez a többlet a középfeszültségen és kiefeszültségen már megvalósult/megvalósuló íves-gyűrűs és sugaras rendszer kibővítésére szolgál az azokat meghatározott pontokban összekötő hurokzáró elemekkel. Az várható, hogy a 120 kV-os hálózat hurkoltsági fokát lényegesen nem kell tovább növelni.) Ennek megfelelően a **ZÖLD** forgatókönyv **2030-2050** közötti hálózat-fejlesztési igénye **6.5 Mrd Euro**.

A fenti értékek összefoglaló táblázata jól szemlélteti, hogy összességében az elosztó hálózat fejlesztési igénye egy nagyságrenddel nagyobb forrásfelhasználást követel mind a 2030 évig terjedő, mind a 2030 és 2050 közötti időszakokra. A 2030-ig várható időszakban a megújuló kiserőművek terjedése valószínűsíthetően még egyik forgatókönyv esetén sem igényli az elosztó hálózat fejlesztési koncepciójának jelentős módosítását, így a hálózatfejlesztés forrásigénye azonosnak tekinthető, az azt követő dekádokban azonban a **ZÖLD** forgatókönyv szerinti elterjedés már szükségessé teszi a nagyobb arányú fejlesztési ráfordítást.

A táblázatban feltüntetett értékek megoszlását a két forgatókönyvre vonatkozóan az alábbi diagram mutatja.



20. ábra: A magyar elosztó hálózat fejlesztéseinek várható költségei (millió Euro).

A magyar elosztó hálózat a fenti átalakítással a jövőben megfelelhet a várhatóan kialakuló új erőműstruktúra kihívásainak, azonban az előkészületeket mielőbb meg kell tenni annak érdekében, hogy a hálózat átmenetileg se korlátozhassa a megújuló energiaforrások rendszerbe kapcsolhatóságát.

Természetesen a fenti becslések erős közelítésen alapulnak, azok pontosításához részletes koncepció kidolgozására és a költségek tételesebb elemzésére van szükség.

## 11. A MAGYAR VILLAMOS ENERGIA RENDSZER HÁLÓZATÁNAK BECSÜLT FEJLESZTÉSI KÖLTSÉGEI 2050-IG

Az Energiaklub által készített Zöld Magyarország Energia Útiterve kitekintést adott a 2050 évig terjedő időszakban várható fejlődési tendenciákra a magyar energiarendszerben, különböző erőművi forgatókönyveket tekintve. Két markáns változat került részletes vizsgálat alá: az ATOM és a ZÖLD forgatókönyv. Ezek természetesen jelentősen eltérő fejlesztési igényeket támasztanak erőmű létesítési szempontból, azonban ezekhez rendeltlen meg kell vizsgálni a szükséges hálózat fejlesztési igényeket is. Értelemszerűen a különböző erőmű fejlesztési forgatókönyvek eltérő mértékben támasztanak követelményeket az átviteli hálózattal és az elosztó hálózattal szemben. A nagy erőművi egységteljesítmények preferálása alapvetően az átviteli hálózat megerősítését igényli, míg a megújuló kiserőművek elterjedése a megosztottan jelentkező erőmű kapacitást növeli, így elsősorban az elosztó hálózat fejlesztését követeli meg. Természetesen a megújulók részarányának növekedése - főként, ha koncentráltan és a fogyasztói súlypontoktól távol jelentkezik (lásd Északi Tenger, Balti Térség, stb.) - jelentős kihatással lehet (van) az átviteli hálózat bővítési igényére is.

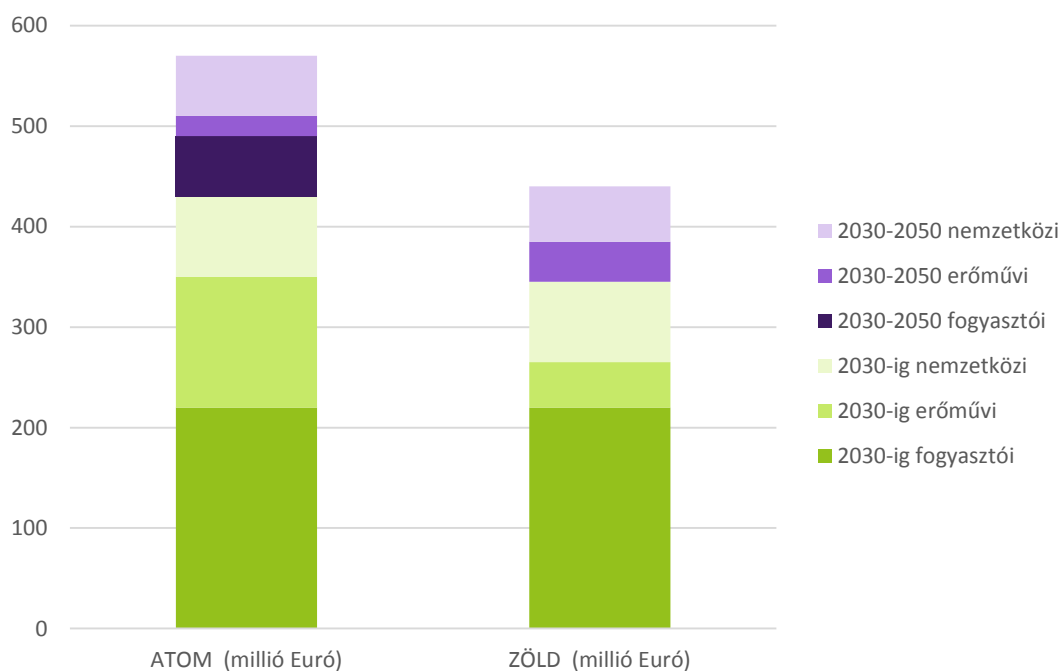
Célszerű ezért külön vizsgálni az átviteli hálózattal valamint az elosztó hálózattal szemben támasztott követelményeket. A fenti tanulmány arra próbál megfelelő becslést adni jelenlegi árakat feltételezve, hogy a magyar villamosenergia-rendszer hálózata számára milyen kihívást jelenhet az Energiaklub említett Energia Útiterve, külön értékelve az ATOM és a ZÖLD forgatókönyvek hatását.

Az **átviteli hálózat** várhatóan szükséges fejlesztéseinek becsült költségeit a 9. fejezet szerint készített alábbi táblázat tartalmazza a két forgatókönyvre vonatkozóan.

		ATOM (millió Euró)	ZÖLD (millió Euró)
2030-ig	fogyasztói	220	220
	erőművi	130	45
	nemzetközi	80	80
2030 - 2050	fogyasztói	60	0
	erőművi	20	40
	nemzetközi	60	55
<b>Összesen</b>		<b>570</b>	<b>440</b>

5. táblázat: A magyar átviteli hálózat fejlesztéseinek várható beruházási költségei.

Látható, hogy mindkét forgatókönyvnél a 2030 évig terjedő időszak fejlesztési igénye magasabb, mint a 2030-2050 évek közötti időszakban. Értelemszerűen az ATOM forgatókönyv igényli a magasabb fejlesztési hányadot, hiszen 2030-ig a paksi bővítés mindkét blokkja üzembe kerül, 2030 után pedig fogyasztói igény alapján is kell várhatóan átviteli bővítést végezni. (ZÖLD forgatókönyv mellett részben a fogyasztói igény tervek szerinti csökkenése, részben a szállítások alacsonyabb feszültségszintre történő átterhelődése kevésbé igényli az átviteli hálózat fejlesztését 2050-ig.)



21. ábra: A magyar átviteli hálózat fejlesztéseinek várható költségei (millió Euro).

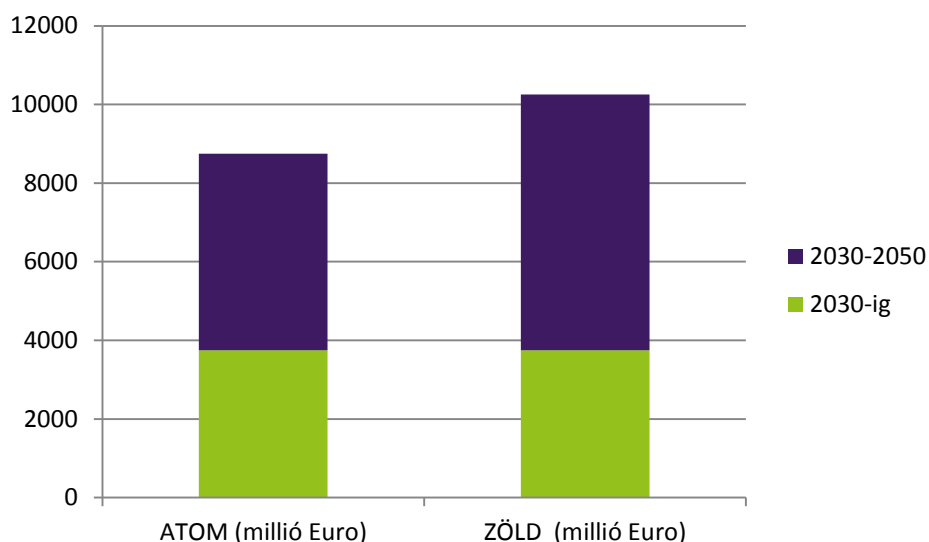
A 7. és a 8. fejezetben ismertetettek szerint a magyar átviteli hálózat fejlesztési igénye a nemzetközi együttműködésből adódó elvárások alapján viszonylag kicsi. Ennek részben az az oka, hogy megújuló energiaforrások részarányának robbanásszerű emelkedéséből adódó többletáramlások nem érintik nagymértékben a magyar rendszert. A másik oka a viszonylag alacsony fejlesztési igénynek az, hogy a magyar átviteli hálózat az elmúlt 20 évben jelentős bővítésen és felújításon esett át, így hosszú távon képes kielégíteni az elvárásokat.

Az **elosztó hálózat** előreláthatólag szükséges fejlesztéseinek várható költségeit a 10. fejezet szerint készített alábbi táblázat tartalmazza mindkét forgatókönyvre vonatkozóan.

	ATOM (millió Euro)	ZÖLD (millió Euro)
2030-ig	3750	3750
2030-2050	5000	6500
<b>Összesen</b>	<b>8750</b>	<b>10250</b>

6. táblázat: A magyar elosztó hálózat fejlesztéseinek várható beruházási költségei.

A feltételezések szerint 2030-ig a megújuló források részaránya és területi megoszlása még nem feltétlenül igényli az eddigi elosztó hálózat fejlesztési koncepció lényeges átdolgozását a magyar rendszerben, így mindkét forgatókönyv mellett azonos nagyságú fejlesztési igény rendelhető az elosztó hálózathoz. Az ezt követő két évtizedben azonban a megosztott energiaforrások súlyarányának lényeges növekedése fokozott terhet ró a magyar elosztó hálózatra, a fejlesztési igény jelentősen megnő a ZÖLD forgatókönyvnél az ATOM forgatókönyvhöz képest.



22. ábra: A magyar elosztó hálózat fejlesztéseinek várható költségei (millió Euro).

A számok összevetéséből jól látható, hogy az elosztó hálózat fejlesztési igénye gyakorlatilag egy nagyságrenddel magasabb az átviteli fejlesztési igényénél. Ez alapvetően abból adódik, hogy az elosztó hálózat eszközértéke lényegesen magasabb az átviteli hálózathoz, így szinten tartása és bővítése is megfelelően magasabb ráfordítást igényel, de természetesen a megújuló energiaforrások térnyerésének növekedése is fokozott elvárásokat támaszt az elosztó hálózat fejlesztése felé.

**Összesítve a hálózatfejlesztési igényeket** a két forgatókönyvre az látszik, hogy a meghatározó részarányt az elosztó hálózat fejlesztési költségei jelentik, így értelem szerűen a ZÖLD forgatókönyv képviseli a magasabb értéket hosszú távon.

	ATOM (millió Euro)	ZÖLD (millió Euro)
2030-ig	4180	4095
2030-2050	5140	6595
<b>Összesen</b>	<b>9320</b>	<b>10690</b>

7. táblázat: A magyar átviteli és elosztó hálózat fejlesztéseinek várható beruházási költségei összesítve.

A magyar villamosenergia-rendszer átviteli- és elosztó hálózata a következő évtizedekben nagy kihívás előtt áll. A hálózatot minden érintett feszültségszinten adaptív módon kell tervezni annak érdekében, hogy mindenkor megfelelhessen a folyamatosan változó erőmű telepítésekből és fogyasztói igényekből adódó kihívásoknak, melyekhez a forrásokat legalább a fenti keretek között biztosítani kell.

# KUTATÁS KOMMUNIKÁCIÓ KÉPZÉS

DÖNTÉSHOZÓKNAK, ÖNKORMÁNYZATOKNAK,  
VÁLLALATOKNAK ÉS HÁZTARTÁSOKNAK

HAZAI ÉS NEMZETKÖZI KLÍMA- ÉS  
ENERGIAPOLITIKÁRÓL, ENERGIAHATÉKONYSÁGRÓL,  
MEGÚJULÓ ENERGIAFORRÁSOKRÓL