

**MEGÚJULÓ VÁROS- ÉS TÁVFŰTÉSI
RENDSZEREK LÉTESÍTÉSÉNEK
LEHETŐSÉGEI MAGYARORSZÁGON**

REKK
2024

Megújuló város- és távfűtési rendszerek létesítésének lehetőségei Magyarországon

A tanulmányt a 'Dekarbonizált Mórahalom – geotermikus alapú fenntartható, kombinált zöldenergetikai mintaprojekt kistelepülések számára' projekt keretei között készítette a REKK Alapítvány.

A projektben résztvevő partnerek:



Tartalom

1.	Bevezető	3
2.	Hőtérképek	5
2.1.	Nemzeti és városi hőtérképek	5
2.2.	Hőtérképek - Szakirodalmi összefoglaló	22
3.	Megújuló távhőtermelési technológiák	29
3.1.	Geotermikus energia	29
3.2.	Biomassza	34
3.3.	Hőszivattyúk	38
3.4.	Napkollektorok	41
4.	Beruházási és működési költségbeclések	43
4.1.	Geotermikus (táv)fűtőművek	43
4.2.	Biomassza fűtőművek	46
4.3.	Hőszivattyúk	48
4.4.	Napkollektorok	51
4.5.	Távhővezeték	57
5.	Távhő potenciál modellezése	59
5.1.	A modell felépítése	59
5.2.	Modellezési eredmények	76

1. BEVEZETŐ

A hűtés-fűtés szektor az Európai Unió végső energiafelhasználásának mintegy 50%-áért (és üvegházhatású gáz kibocsátásának 27%-áért) felelős, ezért annak dekarbonizációja az elmúlt évtizedben egyre hangsúlyosabbá vált az Unióban. A megújuló energiaforrásokból előállított energia használatának előmozdításáról szóló irányelv arra kötelezi a tagállamokat, hogy 2021-2030 között a fűtési és hűtési ágazatban évi 1,3% ponttal növeljék a megújuló energiafelhasználás arányát. A fenti célok elérésén dolgozó tagállamok az utóbbi években fokozatosan felismerték, hogy a fűtés dekarbonizációja elképzelhetetlen az épületállomány minél nagyobb részének a távfűtési rendszerekbe történő bekapcsolása nélkül.

Az uniós tagállamokban sorra készültek az épületfűtési stratégiák, melyeknek egyik meghatározó elemévé vált az ún. távhő potenciálbecslés, vagyis annak feltérképezése, hogy a hőfogyasztók mekkora hányada vonható be rentábilisan egy meglévő vagy új távfűtési hálózatba. A potenciálbecslések alapvetően a sűrűn lakott, kis területen nagy hőigénnyel rendelkező, „magas hőszükségű” városrészek azonosítására épültek, ahol a jelentős hőfogyasztás indokolja a költséges távhőhálózati infrastruktúra kiépítését. Ezen számítások eredményeképp több -elsősorban nyugat-európai- tagállam intenzív, nem ritkán a távhőhálózatra csatlakozó fogyasztók számának megduplázását célzó hálózatfejlesztéseket hirdetett meg.

Kutatásunkban arra keressük a választ, hogy magyarországi kisvárosokban kiépítésre kerülő megújuló energiaforrás(ok)ra alapozott távhőszolgáltatási rendszerek milyen költségszinten lennének képesek távhőt szolgáltatni, és földgázalapú egyedi épületfűtési rendszereket kiváltani. Ehhez egy általunk készített közgazdasági modellt használunk, amelyet három településre is alkalmaztunk. Célunk olyan vizsgálati módszertan kidolgozása volt, melynek segítségével előzetes becslés készíthető kisvárosokban létesíthető távhőrendszerek gazdasági racionalitására.

Tanulmányunk első részében röviden bemutatjuk a városi hőkereslet becslésére szolgáló hőtérképeket: hogyan készülnek és hogyan lehet azokkal a nagy hőfogyasztással rendelkező, távfűtési rendszer kiépítésére alkalmas városrészeket azonosítani. Áttekintjük a téma szempontjából releváns szakirodalmakat és megvizsgáljuk, hogy a hőtérképek alkalmazása hogyan illeszkedik egyes európai országoknak a fűtési szektor dekarbonizációját célzó stratégiáiba, a távhőrendszerek létesítésében rejlő potenciál felmérését célzó államigazgatási munkába és a távfűtés jövőképeinek kialakításába.

Ezt követően röviden bemutatjuk a megújuló energiára alapozott távhőtermelési technológiákat: áttekintjük az egyes technológiák képességeit, előnyeit és hátrányait, a hazai adottságok ismeretében az alkalmazásukban rejlő potenciált, illetve a távhőrendszerbe történő integrálhatóságuk korlátait. Elemzésünkben elsősorban a kisvárosi környezetben is alkalmazható mérettartományban mozgó távhőtermelési technológiákra koncentrálunk: kitérünk a geotermikus fűtőművekre, a biomassza kazánokra, a hőszivattyúkra és a napkollektor parkokra (a biogáz fűtőművek és hulladékégető művek bemutatásától eltekintünk).

Szakirodalmi források és megvalósult projektek tapasztalatai alapján becslést készítünk a fenti (1-3 MW_{th}-os mérettartományban mozgó) távhőtermelési módok várható beruházási és üzemeltetési költségszintjére. Az érintett technológiák esetében valószínűsíthető költségelemek mellett (fix és kapacitásarányos beruházási költségek, fix és változó működési költségek) kitérünk a „tüzelőanyag” típusú termékárak becslésére is: biomassza kazánok esetében elsősorban a faapríték, hőszivattyúk

(és kisebb mértékben geotermikus fűtőművek) esetében a villamosenergia, földgázkazánok esetében (melyek megújuló alapú távhőrendszerekben kiegészítő, illetve csúcskapacitásként is szóba jöhetnek) a földgáz ára, illetve a távhőrendszerek meghatározó költségelemének tekinthető távhővezetékek kiépítésének költségére. Ezen költségbecslések alapvető fontosságúak megújuló energiára alapozott távhőrendszerek gazdasági életképességének megítélésakor.

A tanulmány utolsó fejezetében három magyar kisváros példáján keresztül vizsgáljuk meg a megújuló városfűtési rendszerek kisvárosi környezetben történő létesítésének lehetőségeit és gazdasági racionalitását. Azonosítjuk a rendszerre csatlakoztatható, „horgonyfogyasztást” biztosító önkormányzati/állami épületállományt, a kiépíthető rendszer hőfogyasztását, az alkalmazható megújuló alapú távhőtermelési technológiákat, és becslést készítünk a rendszerek kiépítésének és működtetésének költség szintjére.

A távhőrendszerre csatlakoztatható épületállomány és településrészek azonosítása jelen tanulmányban az érintett önkormányzatok által kitöltött kérdőív segítségével történt. Amennyiben országos szinten szeretnénk feltérképezni a megújuló városfűtési potenciált (anélkül, hogy az érintett önkormányzatoktól várnánk a szükséges adatok összegyűjtését), akkor nem tekinthetünk el attól, hogy országosan alkalmazható hőszűrűségterképet hozunk létre, ami megmutatná azokat a településrészeket, melyek távhőrendszer kialakítására alkalmasak lehetnek, és ahol ajánlott lenne az önkormányzat bevonásával részletes megvalósíthatósági tanulmányt készíteni.

A fejezetben bemutatjuk a költségbecslésre használt közgazdasági modell működését és annak főbb bemenő paramétereit: a kielégítendő éves hőkeresletet, a lehetséges távhőrendszer nyomvonalát és kiépítésének költségét, a hőtermelési technológiák főbb műszaki paramétereit, beruházási és működési költségeit. Külön kitérünk a figyelembe vett távhőtermelési technológiák (biomassza kazán, geotermikus fűtőmű, napkollektorpark és hőszivattyúk) főbb jellemzőinek és alkalmazhatóságának ismertetésére.

Végül a kiválasztott három magyarországi kisvárosra (Gyomaendrőd, Kiskunmajsa, Nyírbátor) vonatkozó távhő potenciálbecslés eredményeit ismertetjük. Bemutatjuk, milyen nyomvonalú vezeték mentén lehetne az azonosított önkormányzati épületeket összekötni, milyen fajlagos hálózati költségnövekmény árán lehetne a távolabbi fogyasztókat integrálni, és milyen beruházási költségek árán, milyen megújuló távhőtermelési technológiákkal lehetne a potenciális távhőkeresletet költséghatékonyan kielégíteni. A potenciálbecslések eredménye (ami alapesetben erősen biomassza-domináns távhőmixet valószínűsít) meglehetősen érzékeny a különböző feltételezésekre, ezért érzékenységvizsgálatok keretében elemezzük, hogyan változna az egyes technológiák versenyképessége és távhőtermelési mixben betöltött szerepe magasabb földgázárak, vagy alacsonyabb villamosenergia-árak esetén.

2. HŐTÉRKÉPEK

Hőtérképek alatt mindenekelőtt adott település hőfogyasztási térképét értjük, amely azt mutatja, hogy a település különböző részein mennyi és milyen hőigényű fogyasztó található. Az egyes körzeteket az adott területen koncentrálódó hőfogyasztás alapján különböző színekkel jelölve könnyen azonosíthatók azok a településrészek, ahol kellően nagy a „hősűrűség” (egységnyi területre, vagy távhővezeték szakaszra jutó hőigény) ahhoz, hogy távhőfejlesztési projektet alapozhassanak rájuk. A térképen gyakran feltüntetik a meglévő kihasználatlan hőforrásokat (pl. vegyi üzemek, cukorgyárak, fémfeldolgozó üzemek, adatközpontok stb.), és az azokat a szolgáltatásba bevonható magas hősűrűségű körzetekkel összekötő lehetséges távhővezeték szakaszokat is, így azok a jövőbeni fejlesztések kiindulópontjává szolgálhatnak.

A hőtérképek színei lineáris vagy területi alapú hősűrűséget mutatnak: előbbi az egységnyi távhővezetékre jutó éves hőfogyasztást, utóbbi egy egységnyi területen koncentrálódó (éves) hőfogyasztást mutatja, jellemzően egy hektáros, vagy 200x200 méteres négyzettrácsos felbontásban. A sötétebb színek jellemzően a nagy hősűrűségű, ennél fogva távhőszolgáltatás kiépítésére alkalmas területeket/városrészeket jelzik. A szakirodalom (Jalil-Vega et al. (2018), Nussbaumer et al. (2014), Dochev et al. (2018), Reidhav et al. (2008)) és a nemzeti hőstratégiák (DECC (2009, Zero Waste Scotland (2022)) jellemzően a 1,5-4,0 MWh/m lineáris, illetve a 32-50 TJ/km² területi hősűrűséget tekintik a rentábilis távhőszolgáltatás kiépítéséhez szükséges alsó határnak.

A hőigénybecslés és a hőtérképek készítése történhet kérdőíves felméréssel, hagyományos statisztikai becslésekkel (adott területen belül található lakásállomány és átlagos hőfogyasztás alapján), földmegfigyelő műholdak segítségével történő (az épületek geometriai és hőtechnikai jellemzőit feltérképező) távméréssel (Anand (2023)) és térinformatikai rendszerekkel (GIS-geographic information system), vagy ezek együttes alkalmazásával.

2.1. NEMZETI ÉS VÁROSI HŐTÉRKÉPEK

A következőkben áttekintjük a távhőrendszerek fejlesztésére és a potenciálszámításokra használt ún. hőtérképek elkészítésére irányuló európai tagállami tapasztalatokat. Bemutatjuk a hőtérképek létrehozatalának előzményeit, illetve röviden ismertetjük az egyes tagállamok, tartományok és városok kapcsolódó szakpolitikai (energiahatékonysági, klímavédelmi) célkitűzéseit, melyek a távhőrendszerek fejlesztésének (és ezáltal a hőtérképek elkészítésének) legfőbb mozgatórugói voltak. Áttekintjük továbbá a távhőrendszerek fejlesztését célzó intézkedéseket és szabályozói eszközöket, melyek egyik eleme a hőtérkép.

EGYESÜLT KIRÁLYSÁG

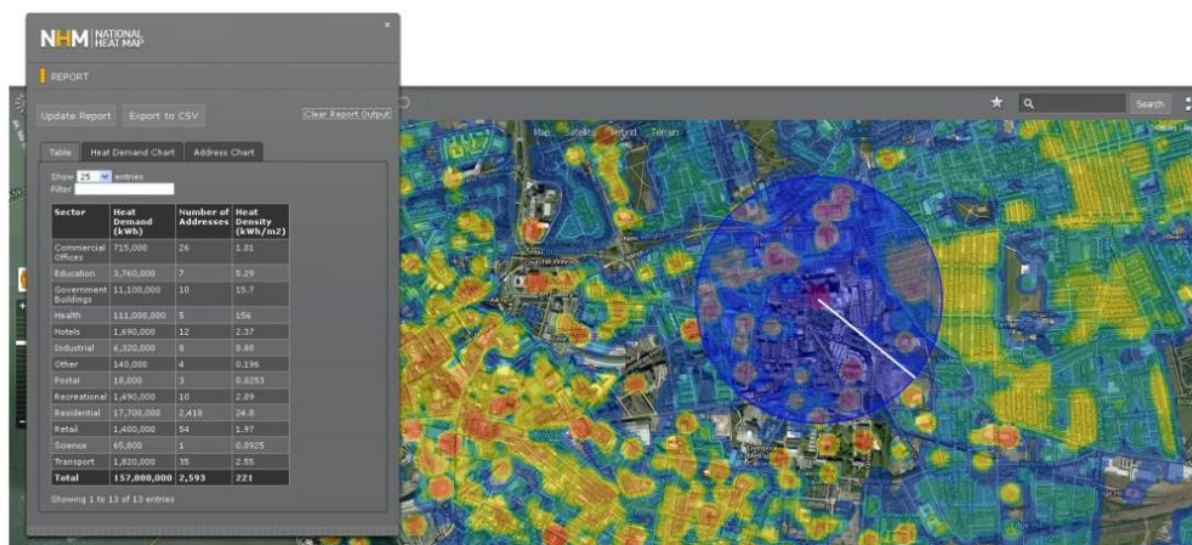
Az Egyesült Királyság Nemzeti Hőtérképét az Energiaügyi és Éghajlatváltozási Minisztérium (DECC) megbízásából készítette a CSE (Centre for Sustainable Energy) 2010-ben. A projekt célja az volt, hogy támogassa a helyhatóságokat alacsony szén-dioxid-kibocsátású távfűtési projektek tervezésében és megvalósítását azáltal, hogy nyilvánosan hozzáférhető, nagy felbontású webes térképeket biztosít az egyes települések hőigényéről. A hőtérkép kialakítása során a fejlesztés kimondottan arra irányult, hogy a térkép segítséget nyújtson a távhőrendszerek létesítésére alkalmas helyszínek rangsorolásában, és a részletesebb vizsgálatokra érdemes projektek kiválasztásában, de a közvetlen hálózatok tervezésére nem volt alkalmas.

A minisztériumi kezdeményezést egyrészt az magyarázza, hogy a központilag létrehozott nemzeti hőtérkép összességében jóval olcsóbb volt, mint ha az egyes önkormányzatok külön-külön alkották volna meg városuk hőtérképét. Ennél is fontosabb szempont volt, hogy kormányzati kezdeményezés hiányában a helyhatóságok jelentős része vélhetően nem fordított volna erőforrásokat arra, hogy városi távhőfejlesztések lehetőségeit vizsgálja.

A Nemzeti Hőtérkép a hőigények épületszintű („címszintű”) modellezésével készült, és ezek alulról felfelé irányuló összegzésével becsülte meg az egyes településrészekben meglévő hőkeresletet és hősűrűséget. A modell nyilvánosan rendelkezésre álló területi szintű energiafogyasztási statisztikákra épül, és Anglia minden épületének teljes hőigényét képes megbecsülni anélkül, hogy az egyes fogyasztók mért energiafogyasztási adatait felhasználnák (kivételt csak a középületek képeznek, melyekre vonatkozóan mért adatok állnak rendelkezésre). A modellből készített hőigény sűrűségeket ábrázoló webes térképek lefedik a lakó-, kereskedelmi, ipari és középületeket, továbbá feltüntetik a kapcsolt hőerőművek ponthelyeit, valamint a helyi hatósági és regionális határokat.

A hőtérkép az energiafelhasználás nagyon részletes földrajzi modelljét ötvözte az interaktív felhasználóbarát megjelenítési és jelentési eszközökkel, és kifinomult térinformatikai funkciókat biztosított a laikus felhasználók számára egy szabványos webböngészőn keresztül. A térkép nagyításával (zoomolással) azonosíthatók az egyes épületek, épületcsoportok, vagy utcák, amelyek hőigényüknél fogva egy távhőrendszer magját képezhetik, továbbá beépített képernyőmegosztással lehetőséget ad különböző városrészek adottságainak vizuális összehasonlítására.

1. ábra: A Royal Liverpool kórház köré húzott körben található különböző rendeltetésű épületek hősűrűsége



Forrás: <https://www.cse.org.uk/projects/view/1183>

A nemzeti hőtérkép elkészítésének azonban nem csupán az volt a célja, hogy segítsen a helyi önkormányzatoknak azonosítani a távhőrendszerek kialakítására alkalmas térségeket és városrészeket. Fontos eszköznek bizonyult a központi energiapolitikai döntéshozók és stratégiaalkotók számára is, hogy segítsen felmérni, az angol fűtési szektorban (illetve annak dekarbonizációjában) mekkora potenciális piaci részesedést érhet ez a távfűtés, hogy aztán a kapcsolódó szabályozási és támogatáspolitikai intézkedéseket ezen lehetőségekhez illeszthessék.

1. táblázat: Távhőpotenciál az Egyesült Királyságban (a teljes hőigény %-ában)

	England	Northern Ireland	Scotland	Wales	UK
TWh	76	0.5	15	3.4	95
% of total heat demand	19%	3%	28%	15%	20%

Forrás: BEIS (2021): Opportunity areas for district heating networks in the UK: National Comprehensive Assessment of the potential for efficient heating and cooling

Az Egyesült Királyságban végzett potenciálbecslések a hőkereslet 40%-át kitevő technikai potenciálnál szerényebb szintre, 80-110 TWh-ra (a hőigények 18-20%-ára) becsülték a távhőrendszerekkel gazdaságosan kielégíthető hőkeresletet, jóllehet még ennek a szintnek az elérése is rendkívüli mértékű növekedést feltételez a jelenlegi 2%-os penetrációhoz viszonyítva.¹ A kapcsolódó elemzések szerint az így kiépítésre kerülő rendszerekben értékesített távhő túlnyomó többségét (2050-re kb. 70%-át) folyóvizekre, illetve szennyvízre telepített hőszivattyúkkal termelnék meg.

A hőszivattyúkra alapozott távhőrendszerek magas aránya miatt a minisztérium felmérést készített azon folyóvizekről, melyek alkalmasak nagy méretű hőszivattyúk telepítésére, és melyek mentén potenciális távhőkörzetek (magas hőszűrűségű városrészek) találhatóak. A 40 legmagasabb potenciállal rendelkező folyóvizet értékelő vizsgálat eredményeit ábrázoló „vítérkép” ábrázolja a folyók mentén elhelyezkedő városokban kiépíthető termelőkapacitásokat, számszerűen feltüntetve ezek kapacitásának felső határát, figyelembe véve a környezetvédelmi, településrendezési és műszaki korlátokat. A víztérkép nyilvánosan hozzáférhető minden önkormányzat és potenciális fejlesztő számára.²

Mintegy 7 év működést követően 2018 áprilisában az energiaügyekért felelős minisztérium, BEIS (Department for Business, Energy and Industrial Strategy) felhagyott a Nemzeti Hőtérkép működtetésével. Az adatok, beleértve a hőtérkép alapjául szolgáló címszintű adatok az idő múlásával vélhetően sokat veszítettek pontosságukból és ezért az eszköz működtetését megszüntették. A hőtérkép azonban legfontosabb funkcióját vélhetően betöltötte: segítette megbecsülni a távhőszektorban rejlő potenciált és ezzel irányt adni a kapcsolódó szakpolitikai intézkedéseknek, továbbá az önkormányzatok és projektfejlesztők számára irányt mutatott, hogy mely térségekben indokolt részletes megvalósíthatósági tanulmányokat készíteni távhőrendszerek kiépítésére.

Az angol kormányzat ugyanakkor több más, a távhőhálózatok kiépítését és a helyi hatóságokat segítő intézkedést is alkalmazott.³ Utóbbiaknak kulcsszerepük van a hőhálózatok sikerében: részvételük, különösen a projektelőkészítési és fejlesztési szakaszban rendkívül fontos. Annak érdekében, hogy a kormányzat megoldást találjon azokra a kihívásokra, amelyekkel a távhőhálózatok kiépítésére

¹ Lásd pl: Frontier Economics – Imperial College London (2015): Research on district heating and local approaches to heat decarbonisation. A study for the Committee on Climate Change; továbbá: BEIS (2021): Opportunity areas for district heating networks in the UK National Comprehensive Assessment of the potential for efficient heating and cooling

² https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5a7e0e4ee5274a2e8ab458e3/decc_water_source_heat_map.pdf

³ <https://www.gov.uk/guidance/heat-networks-overview>

törekvő helyi hatóságok szembesülnek, 2013 -ban létrehozta az ún. távhőhálózatok kiépítését segítő szervezeti egységet (HNDU-Heat Networks Delivery Unit), amely finanszírozást és útmutatást nyújt az angliai és walesi helyhatóságoknak a távhőrendszerek létesítését célzó projektekben.⁴

A HNDU által biztosított pénzügyi támogatáshoz a helyi önkormányzatok (helyhatóságok) pályázat útján juthatnak hozzá, az általuk megrendelt távhőhálózat fejlesztési tanulmányok, illetve projektmenedzsment támogatás költségeinek finanszírozása céljából. Emellett a HNDU számos útmutatót készített a projektfejlesztők, ill. a távhőellátási láncban részt vevők számára, többek között a távhőrendszer-fejlesztések költségeinek, kockázatainak, jogi és szerződéses vonatkozásainak jobb megértéséhez.

Az angol kormány emellett két pénzügyi támogatási alapot hozott létre a távhőprojektek ösztönzésére: a HNIP (Heat Network Investment Plan) a távhőhálózati beruházások általános beruházási támogatását célozza⁵, míg a GHNF (Green Heat Network Fund) az alacsony és nulla széndioxid-kibocsátású (LZC) távfűtési technológiákra alapozott, magas előkészítettségi fokon álló projektek megvalósítását támogatja.⁶

A kormány javaslatot tett a távhőzóna-kijelölés rendszerének bevezetésére is. E szerint a helyi önkormányzat által kijelölt, vagy annak hiányában a központi kormányzat által meghatározott övezetekben (távhőzónákban) minden új épületnek, meglévő középületnek és más nagy nem lakossági épületnek (valamint nagyobb, jelenleg közösségi fűtésű lakóépületeknek) előírt határidőn belül csatlakoznia kell a távhőhálózathoz. Az így csatlakoztatott épületek fűtésének emellett meg kell felelnie a közel nulla emisszióra vonatkozó követelményeknek. A zónakijelölés a központi kormányzat által meghatározott átfogó módszertan alapján történne, ami helyi szinten -központi támogatással- további finomításra kerülhet.⁷

Mentességet csak ott lehetne kérni, ahol nem lenne költségghatékony a csatlakozás, összehasonlítva egy alternatív alacsony szén-dioxid-kibocsátású (egyedi fűtési) megoldással. A majdani távhőfogyasztók védelmét az árazás, az átláthatóság és a szolgáltatás minősége tekintetében az ágazatra vonatkozó külön szabályozási keretrendszer bevezetésével, és az Ofgem távhőhálózati szabályozónak történő kinevezésével tervezik biztosítani.

SKÓCIA

A skót hőtérkép elkészítésének ötlete először a 2010-es skót energiahatékonysági cselekvési tervben merült fel, amely -összhangban az akkori nemzeti terület- és infrastruktúra fejlesztési irányelvekkel- célul tűzte ki a távhőrendszerek fejlesztésének előmozdítását. A kormányzati távhőstratégiában közreműködő szakértői panel szerint az egyéni fűtési berendezések távhőszolgáltatással történő kiváltása 30-40%-os emissziócsökkenést és hasonló mértékű energiamegtakarítást eredményez.

A nemzeti hőtérkép létrehozásának elsődleges célja olyan tudás- és információ bázis kialakítása, melyre alapozva a helyhatóságok és önkormányzatok fejlesztési terveikben azonosítani tudják a

⁴ <https://www.gov.uk/guidance/heat-networks-delivery-unit>

⁵ <https://www.gov.uk/guidance/heat-networks-delivery-unit>

⁶ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64a4a3167a4c230013bba17b/green-heat-network-fund-r6-overview.pdf>

⁷ BEIS (2021): Heat Networks Zoning

távhőrendszerek kiépítésére alkalmas városrészeket, és a fejlesztések korai fázisában (még az engedélykérelmek benyújtása előtt) együttműködésre léphetnek a potenciális fejlesztőkkel.⁸

A 2014-ben elkészült országos hőterkép valójában két részből tevődik össze: egy interaktív web-es térképből, mely meglehetősen földrajzi pontossággal (épületszintű bontásban) képes megjeleníteni a hőigényeket, azonosítani a rendelkezésre álló hőforrásokat (beleértve a hulladék hő forrásokat), és optimalizálni a kapcsolódó infrastrukturális (hálózatfejlesztési) beruházásokat.⁹ A hőterkép másik eleme a térkép mögött álló hatalmas adatbázis, amely a térképen megjeleníthető információkat tartalmazza: az egyes önkormányzatok a saját területükre vonatkozó adatcsomagot igény szerint elérhetik.

A skót hőterkép központi kormányzati és helyhatósági szervek, háttérintézmények és magánszektorbeli szereplők adatainak széles körére támaszkodik. A térinformatikai rétegek a hőigények térbeli eloszlásán és a potenciális hőforrások elhelyezkedésén túl képesek megjeleníteni demográfiai adatokat, feltüntetni a fejlesztések fizikai korlátait, vagy a megmutatni a meglévő energiahálózatok elhelyezkedését. A térképet ellátták a hétköznapi felhasználók (pl. önkormányzati dolgozók) munkáját segítő funkciókkal: az alkalmazás képes adott területre vonatkozó adatok feldolgozására, összesítésére és jelentések elkészítésére. A hőterkép nagy erénye, hogy a hőigénybecslések frissítésére és javítására a tervek szerint évente kerül sor, míg a hőterkép egyéb adatrétegeit nagyjából hároméves cikluson keresztül frissítik.¹⁰

Stratégiai célkitűzések

A 2017-es skót energiasztratégia azt a célt tűzte ki, hogy 2030 -ig Skócia hő-, villamosenergia, és közlekedési célú energiafelhasználásának 50% -át megújuló energiaforrások segítségével kell kielégíteni. Ezzel összhangban a skót kormány az energiahatékonyságot nemzeti infrastruktúra prioritásként jelölte meg: a stratégia a skót gazdaság energiafelhasználási hatékonyságának 30%-os növelését célozta meg, és 2018 májusában elindította az Energy Efficient Scotland nevű 20 éves programot, amely Skócia épületállományának energiahatékonyságának növelését célozta meg.

E célok elérése érdekében az önkormányzatokat és helyhatóságokat helyi hő- és energiahatékonysági stratégiák (LHEES: Local Heat and Energy Efficiency Strategies) kidolgozására kötelezték, melyben a hőigény csökkentésének és az épületek hőellátásának szén-dioxid -mentesítésének tervét kellett megalkotni minden helyi önkormányzat területén. A központi kormányzat által elkészített országos hőterkép (és az ehhez kapcsolódó adatbázis) hathatós támogatást jelent a helyi hőstratégiák elkészítéséért felelős önkormányzatok számára.

A de karbonizációs célkitűzések szigorítására 2019-ben került sor: a skót klímátörvény törvény módosítása 2045-re az üvegházhatást okozó gázok kibocsátásának nullára csökkentését és az energiaszegénység felszámolását tűzte ki célul. A teljes de karbonizáció érdekében Skóciában nullára kell csökkenteni az épületek fűtéséből származó kibocsátásokat, melyek Skócia teljes üvegházhatású gázkibocsátásának körülbelül 20% -át teszik ki. Ez Skócia szinte minden fűtési rendszerének cseréjét teszi szükségessé 2045-ig. A skót épületfűtési stratégia 2030-ra a háztartások felét, mintegy 1 millió (többségében földgáz fűtésű) lakás fűtési rendszerét kívánja átalakítani karbonmentes fűtésre.

⁸ Scottish Government (2020): Scotland Heat Map. 2.0 User Guide

⁹ <https://heatmap.data.gov.scot/custom/heatmap/>

¹⁰ Scottish Government (2020): Scotland Heat Map. 2.0 User Guide

A távhőrendszereket a fenti stratégiák a fűtés dekarbonizálásának és a megújuló energiaforrások befogadásának elsődleges eszközeinek tekintik. A különböző tanulmányok szerint a jelenleg a skót fűtési igények alig 1,5%-át kiszolgáló távfűtő hálózatok a jövőben a fűtési szükségletek 7-12%-ának költséghatékony kielégítésére lennének alkalmasak.¹¹ A hőtérképre támaszkodva elvégzett potenciálbecslés azonban ennél lényegesen nagyobb lehetőségeket tárt fel: a potenciális távhőhálózatok bázisát képező horgonyfogyasztók hőigénye önmagában a teljes skót hőkereslet 15-24%-át teszi ki. Ha ezen ígéretes (magas hőszűrűségű) körzetekben csak a lakossági épületállomány felét csatlakoztatnánk a hálózatra, akkor is a teljes hőkereslet harmadára rúgna a távhőszolgáltatás piaci részaránya.¹²

Ezen „távhőbarát” szakpolitika mentén 2020-ban a skót parlament elfogadta a hőhálózatokról szóló törvényt (ez lényegében a skót távhőtörvény), amely megteremti a távfűtéshez, illetve kommunális fűtéshez szükséges szabályozást és engedélyezési rendszert, hogy felgyorsítsa a távhőhálózatok kiépítését Skóciában.

A törvényjavaslat a szükséges szabályozási környezet megteremtésén túl több eszközzel törekszik a befektetők bizalmának növelésére. Az ún. „Network Wayleave Right” (vezetékjog) biztosításával, lehetővé teszi a távhőrendszerek üzemeltetői számára, hogy már a projekt legelején minisztériumi engedélyt kérjenek a kiépítendő távhőhálózatnak az épületek telekhatáráig történő elvitelére.¹³ Ez önmagában nem kötelezi az épület tulajdonosát a csatlakozásra, a kiépített csatlakozás azonban nagyban megkönnyíti az épülettulajdonosok számára a távhőszolgáltatásra történő átállást.

A jogszabály feljogosítja továbbá a helyhatóságokat (illetve ennek hiányában az illetékes minisztériumot) távhőzónák kijelölésére, és azokon belül monopoljoggal rendelkező távhőszolgáltatók kijelölésére.¹⁴

DÁNIA

Az országos és városi hőellátás hosszú távú tervezése (és az importált fosszilis tüzelőanyagok iránti kereslet csökkentésére irányuló törekvés) egészen a hetvenes évek olajválságáig nyúlik vissza, amikor az 1979-es dán hőszolgáltatási törvény arra kötelezte az önkormányzatokat, hogy jelöljenek ki olyan területeket, amelyeken belüli hőigényeket kapcsolt energiatermelő erőművekből (vagy földgáztüzelésből) származó hővel, és távhővezetékek segítségével kell kielégíteni. A körzeti/kerületi hőellátás-tervezés kiterjedt a hőtermeléshez használt tüzelőanyag és technológia, illetve a felhasználó-oldali fűtési rendszerek megtervezésére.¹⁵

Az épületek éves hőigényét két fő tényező határozza meg: az épület fizikai szerkezete, mérete és kölcsönhatása a környezettel, valamint a lakók viselkedése és száma. Az épület „éghajlati pajzsán” (falak, padlók, ablakok és tetők) áthaladó hőveszteség arányos a felülettel és az építőanyagokkal. A benapozottság, az elektromos készülékek hulladékhője, az emberi test melege némileg kompenzálják a fenti veszteségeket. A hőellátó rendszernek a maradék, jelentős szezonális és napi eltérésekkel rendelkező hőigény kielégítésére kell alkalmasnak lennie.

¹¹ Scottish Government (2021): Draft Heat in Buildings Strategy.

¹² Lásd: Zero Waste Scotland (2022): First National Assessment of Potential Heat Network Zones

¹³ Scottish Land & Estates: Heat Networks (Scotland) Act 2021

¹⁴ CMS (2021): Scottish Parliament passes Heat Networks (Scotland) Bill; Heat Networks Bill – Policy Memorandum

¹⁵ Bernd Möller (2008): A heat atlas for demand and supply management in Denmark

Adott városrész hőigény tehát feltérképezhető az épített környezet hőáramainak fizikai modelljeivel, valamint azt kiegészítő viselkedési és empirikus modellekkel. Az épületek hőáramának modellezése megköveteli az építőanyagok és módszerek, az épület méretének, általános állapotának és lakói fogyasztási szokásainak ismeretét. A térségi hőigényeket praktikusán az egyes épületek tényleges hőfogyasztásának mérésével lehet megismerni, egy önkormányzati vagy akár országos szintű energiaigény-felmérés azonban kezelhetetlen mennyiségű adatot és adatfeldolgozást igényel. A hőigények területi eloszlását ábrázoló nemzeti vagy városi hőtáblának ezért alacsonyabb felbontásban vagy kisebb pontossággal kell működnie. Az egyik megoldás lehet a hőigény alulról építkező (bottom-up) épület- és lakossági adatokra támaszkodó modellezése, amelyet felülről lefelé történő (top-down) országos felméréssel lehet validálni.

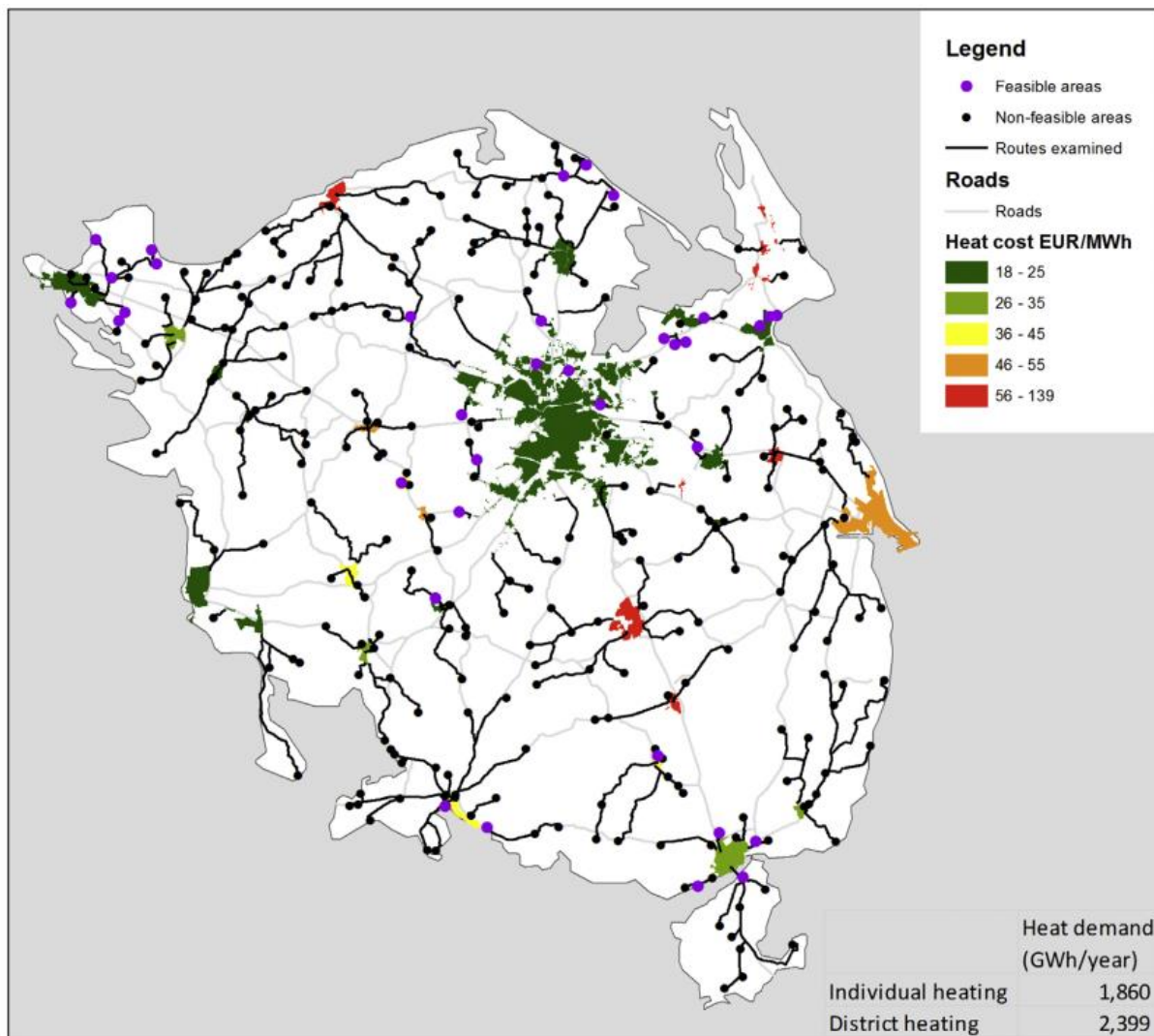
Ennek előfeltétele nyilvánosan hozzáférhető adatbázisok rendelkezésre állása, amelyek az épületállományra vonatkozó műszaki információkat, valamint részletes demográfiai és egyéb fogyasztói adatokat tartalmaznak. Az 5,4 millió lakosú Dánia e tekintetben kiemelkedően jól teljesít: részletes nyilvántartást vezet az ország összes (2,4 millió) épületéről, mely tartalmazza azok alapvető fizikai tulajdonságait, életkorát, használatukra vonatkozó információkat és több más adatot. Rendelkezésre áll továbbá a lakosság lakóhely szerint nyilvántartása, és jó néhány társadalmi és demográfiai paraméter, például életkor, jövedelem, iskolai végzettség, foglalkoztatás vagy ingázás, részletes földrajzi bontásban. Ezek az adatok lehetővé teszik a végfelhasználói hőigények egyes városrészekre, településekre vagy régiókra történő modellezését, és kiindulási pontként szolgálnak az önkormányzati hőtervek elkészítésének.

Az európai összehasonlításban is páratlanul gazdag adatbázis segítségével becsült hőfogyasztási értékeket a dán hőtáblasz négyzethálós/négyzetrácsos elrendezésben, 100 x 100 méter és 1 x 1 km közötti cellamérettel ábrázolja. Adott (1 hektáros vagy 1 négyzetkilométeres) cella összefoglalja az épületek tulajdonságait, a demográfiai és egyéb adatokat, és operatív egységként szolgál a hőigényekre és megtakarítási lehetőségekre vonatkozó számítások elvégzéséhez. A leképezés szempontjából a szabványos négyzetrács előnye, hogy abszolút és független a változó adminisztratív határoktól és az ebből adódó területegység-problémától, amely potenciális hibaforrás a térbeli adatok feldolgozásakor.

A hőtáblasz építéséhez két fő adatforrást használtak: az országos épület- és lakásnyilvántartást (BBR Danish Building and Dwelling Register) amely többek között az épület területét, az építési évet, a felhasználás célját, az építőanyagokat, a szintek számát és a hőellátást tartalmazza, illetve a dán statisztikai hivatal (DST) lakosságszámot is tartalmazó demográfiai adatbázisának kivonatát, mely fontos információkkal szolgált a hőigény viselkedési összetevőjéhez.

A dán hőterképek egyik fő felhasználási területe az egyébként jól kiépített dán távhőrendszerek további bővítési lehetőségeinek vizsgálata. A lenti példa a dán Funen (Fyn) régióra vonatkozóan elvégzett vizsgálatok eredményét mutatja. A térképen különböző árú potenciális hőforrásokat (különböző színnel), újonnan kiépítendő távhőrendszereket (fekete és lila pontok), és ezeket összekötő lehetséges vezetéknyomvonalak (fekete vonalak) láthatóak. A vizsgálat megmutatja, hogy az egyes bővítések költségszintjei alatta maradnak-e az egyéni fűtési módok költségszintjének, vagy sem. Előbbieket megtérülő (feasible), utóbbiakat nem-megtérülő (non-feasible) bővítési lehetőségként értékeli a vizsgálat.

2. ábra: Dánia Funen nevű régiójában megvalósítható távhőhálózat-bővítési lehetőségek



Forrás: Steffen Nielsen (2014): A geographic method for high resolution spatial heat planning

A fenti térkép azt bizonyítja, hogy a hőtérképek részletezettsége megengedi, hogy kisebb volumenű hálózatbővítések, illetve kisebb (5-7 ezres lakosságszámú) városokban/településeken kiépíthető távhőrendszerek közgazdasági racionalitását mérlegeljék. Bár egyes projektek megalapozására a térképek önmagukban nem alkalmasak, de a projektek előkészítésében és a potenciális beruházók, önkormányzatok és az érintett területen élő fogyasztók és lehetséges hőtermelők közti együttműködést megalapozásában nagyon jelentős segítséget nyújthatnak.

ÍRORSZÁG

A települések hőigények feltérképezésére és megjelenítésére irányuló ír törekvések abból a felismerésből táplálkoztak, hogy a helyi hőellátási stratégiák kidolgozását nagyban megkönnyítheti a hőigények és a hőkínálatok (hőforrások) földrajzi és mennyiségi ábrázolása hőtérképek/hőatlaszok segítségével.

Az első hőtérképet az ír energiafenntarthatósági intézet (Sustainable Energy Authority of Ireland – SEAI) kezdeményezésére készítette 2015-ben egy multinacionális infrastruktúra-tanácsadó vállalat, az

AECOM. A hőtérkép minden egyes ír „kisterületre” (80-120 lakóingatlanból álló településrész) vonatkozóan tartalmazza a háztartások, a közszektor, az üzleti (kereskedelmi és szolgáltatási) szektor, és az ipari szektor hőigényét. Az ír „kisterületek” a legkisebb (a magyar szavazóköröknél is kisebb) adminisztratív egységek, melyekre vonatkozóan a népszámlálási adatfelvételek publikálásra kerülnek.

Az AECOM hőtérképe alulról építkezve (ún. bottom-up módszerrel), különböző országos ír adatbázisok felhasználásával becsülte meg az egyes kiskerületeken belüli lakossági, közületi, üzleti és ipari hőigényeket. A lakossági hőigények pl. adott kisterületen található lakóingatlanok számának (népszámlálási adatbázis alapján) és adott lakóingatlan típusok becsült hőfogyasztásának (energiahatékonysági tanúsítványok adatbázisa alapján) szorzataként határozódnak meg. A közületi szektor (iskolák, kórházak stb.) fogyasztását adott kisterület lakosságszámával arányosan becsült középületszám, és az ír középületek energiahatékonysági adatszolgáltatásából származó átlagos hőfogyasztási adatok segítségével becsülték meg.

A második hőtérkép elkészítésére évekkel később, a 2018-ban (!) létrehozott ír távhőszövetség (IrDEA) koordinálásával került sor, a Heat Roadmap Europe (HRE) projekt keretében megalkotott európai hőtérkép módszertanára építve. A HRE projekt az alacsony karbonintenzitású épületfűtési megoldások felé vezető út feltérképezését tűzte ki célul. A HRE keretében az Aalborg, Halmstad és Flensburg egyetemek kutatói hőatlaszokat dolgoztak ki az európai tagállamok számára térinformatikai rendszerek (GIS) felhasználásával, különböző számszerűsíthető tényezők (pl. hőigények, hőforrások stb.) tematikus térképi megjelenítésével. Ez a Peta, a Páneurópai Hőatlasz kifejlesztéséhez vezetett, amely jelenleg 14 EU-tagállam számára érhető el.¹⁶ A Peta képes a hőigények területi eloszlásának ábrázolására, és a városi és vidéki területek kategorizálására a szerint, hogy azok mennyire alkalmasak leendő hőellátó körzetek létesítésére, a távhőszolgáltatás költségviszonyainak bemutatására, valamint a potenciális távhőrendszerekben rendelkezésre álló hulladékhő források rendelkezésre állásának megjelenítésére.

Az IrDEA által indított projekt célja egy hasonló alapokon nyugvó hőatlasz fejlesztése volt Írország számára, a helyi körülményekhez és igényekhez igazítva. A Flensburgi Egyetemen a Peta számára kifejlesztett modellezési keretrendszer alapján egy hőatlaszt kellett megtervezni, amely felhasználható regionális/település-szintű hőellátási tervek előkészítésére, potenciális távhőközvetek kijelölésére. A hőatlasz egyaránt lefedi az Ír Köztársaságot és Észak-Írországot, olyan bontásban, hogy a különböző összesítő mutatók (pl. teljes hőigény, teljes távhőpotenciál stb.) minden egyes helyhatóságra vonatkozóan rendelkezésre álljanak. Az alábbi „adatrétegek” listája jelzi, hogy a rendelkezésre álló adatok milyen információk nyújtására alkalmasak:

- Hőigény 100 m felbontású „raszterben” (100x100 méteres négyzethálóban), de 1 km²-es pontossággal
- Távhőelosztó rendszerek beruházási költségei, ismét 100 m felbontású raszteren és 1 km² pontossággal
- A perspektivikus távhőellátási területek (polygon layer - sokszögréteg)
- Helynevek (OSM), terület, közigazgatási felépítés, hőigény összefoglalása sűrűség szerint
- Jelentős hőforrások/hőfogyasztók (> 50 MWth), mint a távfűtésbe bevonható hulladékhő forrásai
- Távhőelosztóhálózatok hatékonyságának modellje
- A hőigény szezonálisának modellje

¹⁶ <https://heatroadmap.eu/peta4/>

- Helyi hőkínálati görbék minden leendő hőellátási területre a gazdaságos távhőpotenciálok azonosítása érdekében
- A potenciális hulladék hő elosztása a potenciális távhőrendszerek számára hálózati elemzéssel

A PETA megközelítését alkalmazva a hőszűrés becslésekor az európai Corine felszínborítási adatbázisából indulnak ki, amely a földfelszín úrfelvételek alapján jellemzően egy hektáros bontásban képes különböző típusú területek azonosítására. Az erdők, legelők, szántók mellett megjeleníti a beépített területeket, azon belül is képes megkülönböztetni a városi (lakóépületekkel, utakkal különböző arányban fedett) és ipari területeket, de az 50 ezres lélekszámnál nagyobb városok esetében a városi területek használat szerinti további bontására (sportlétesítmények, repterek, építkezések stb.) is mód van. A beépített területekkel (illetve ezek jellegével) arányosan megbecsülhető egyes területek népsűrűsége és azok hőfogyasztása, ebből pedig meghatározható hőszűrés, vagyis az egységnyi területre jutó hőfogyasztás (TJ/km²).

A PETA alapján készített hőatlasz tartalmazza továbbá a potenciális hőforrásokat, például erőműveket, fűtőműveket, hulladékégetőket és ipari hulladék hő forrásokat, azonosítva az ún. „forró pontokat”, amelyek jelentős kereslettel és jelentős hőforrásokkal jellemezhető területeket jelölnek. Azokat a területeket, ahol a potenciális hőforrások és nagy hőszűrésű területek kellően közel vannak egymáshoz, „potenciális távfűtési zónáknak” tekinthetjük, ami bázisául szolgálhat egy nagyobb távhőhálózat létrehozásának.¹⁷

A két hőterkép között több különbség is felfedezhető. A nagy hatékonyságú kapcsolt termelés potenciáljának azonosítására is kiterjedő 2015-ben elvégzett átfogó AECOM értékelés számos í adatbázisra támaszkodott, ennél fogva meglehetősen pontos és részletes bontású (lakossági, közületi, ipari és szolgáltói) hőszűrés mutatókat generált. A PETA-ra alapozott hőatlasz ezzel szemben kisebb pontosságú, de az ország területét egyenletesen lefedő adatbázisra (műholdfelvételekre alapozó felszínborítási térképekre) támaszkodott a becslés készítésekor, ezáltal az országos potenciál hozzávetőleges becslésére kiválóan alkalmas volt, illetve az egyes helyhatóságok és önkormányzatok számára is jó jelzést adott arról, érdemes-e behatóbb vizsgálatokat végezniük. Az AECOM emellett a lineáris hőszűrés (vagyis az egységnyi távhőhálózatra jutó hőfogyasztást) használta a távhőszolgáltatás életképességének indikátoraként (hő/km), míg az új hőatlasz a területi hőszűrés (hő/km²-t) használja. A területre alapozott hőszűrés mérőeszközként használva a PETA megközelítés számottevően nagyobb potenciált tárt fel a távfűtésre Írországban, mint az AECOM elemzése.

3. ábra: Az ír hőterkép által alkalmazott hőszűrés-kategóriák osztályozása és a távhőrendszerek kiépítésére alkalmas területek hőfogyasztásának aránya a teljes hőfogyasztáson belül

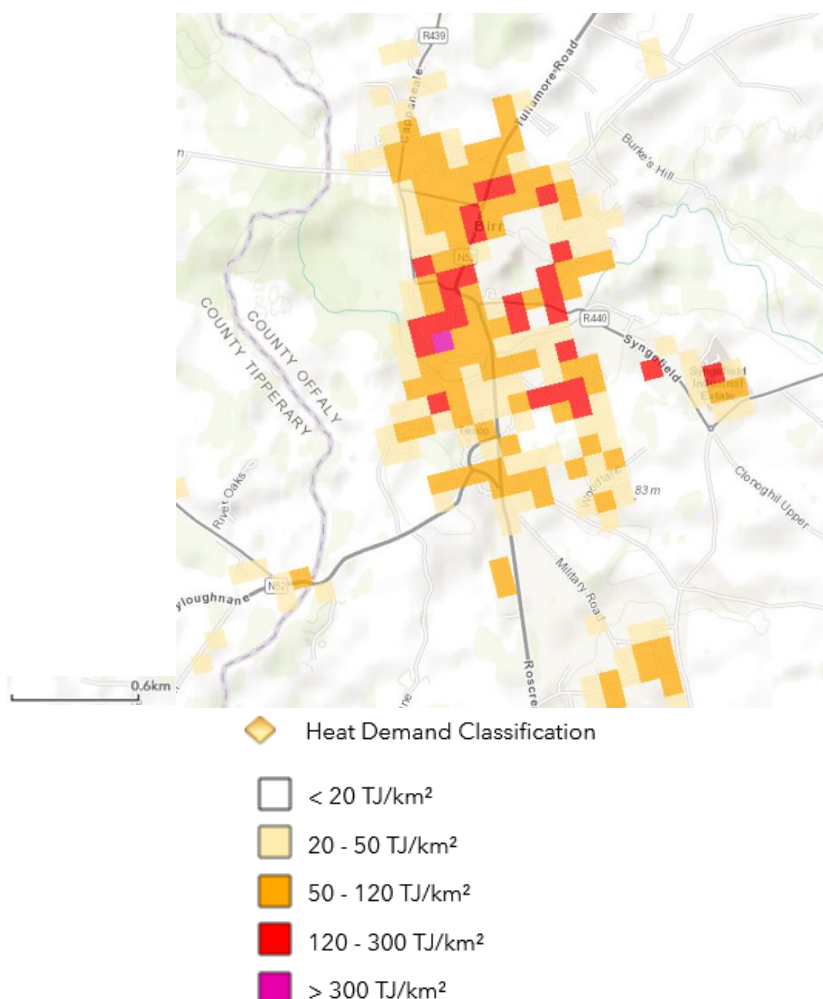
Suitability for District Heating (DH)	Heat Density	Sum of heat demand with this Heat Density	Share of total heat demand (residential & commercial)
Very High DH potential	> 300 TJ/km ²	8.7 PJ	8.3 %
Feasible for DH	120 – 300 TJ/km ²	28.7 PJ	27.2 %
Feasible Subject to Policy/Regulation	50 – 120 TJ/km ²	22.5 PJ	21.3 %
Future potential (e.g. 4DH)	20 – 50 TJ/km ²	8.9 PJ	8.4 %

¹⁷ Az ír hőatlasz megtekintéséhez lásd: <https://www.districtenergy.ie/heat-atlas>

Forrás: Irish District Heat Association (<https://www.districtenergy.ie/heat-atlas>), Government of Ireland (2019): District Heating Consultation to Inform a Policy Framework for the Development of District Heating in Ireland

A hőterkép adatai alapján a lakossági és szolgáltatói szektor hőigényének 35%-a olyan magas hősűrűségű (120, illetve 300 TJ/km² feletti) körzetben jelentkezik, ami nagy valószínűséggel indokolttá (és kifizetődővé) tenné távhőrendszerek kiépítését. Szabályozási eszközökkel (pl. távhőkörzet kijelöléssel) a mérsékelt, de még számottevő (50-120 TJ/km²) hősűrűségű területeken is racionális (az egyéni fűtéssel szemben versenyképes) lenne távhőrendszerek létesítése. Összességében tehát a lakossági és szolgáltatói szektor teljes hőigényének közel 57%-át lehetne távfűtéssel kiszolgálni, ami azt jelenti, hogy az ír háztartások mintegy felét lehetne egyéni fűtésről távfűtésre átállítani. Amennyiben az épületállomány a jövőben alkalmassá válik a 4. generációs (alacsony hőfokon történő) távfűtésre, a hőigények további 8,4%-át lehetne egyéni fűtésről távfűtésre átállítani, így a távhőszolgáltatás az összes hőigény közel két-harmadát lefedhetné.

4. ábra: A 6000 lakosú Birr település hőterképe



Forrás:

<https://euf.maps.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=101b7da79a7d4e09a92402bd4ce8384c>

Az ír hőterkép országos lefedettségének köszönhetően kisebb települések hősűrűsége is modellezhető. A példa kedvéért Birr település hőterképét jelenítettük meg, amely egy

Mórahalommal összemérhető 6 ezres lakosságszámú ír település. Az ábrán szereplő hektáronkénti hőszükség becslések azt mutatják, hogy egy nem egészen 1 km²-es területen legalább 20-50 ezer GJ hőfogyasztás valószínűsíthető, ami önmagában akár távfűtési rendszer kiépítését is indokolhatja.

DUBLIN

2015-ben és 2016-ban a Codema, Dublin megye energiaügynöksége térbeli energiaigény-elemzést (SEDA) készített a dublini helyhatóságok számára. A Codemát a dublini városi tanács 1997-ben hozta létre nonprofit korlátolt felelősségű társaságként az Európai Unió SAVE II programja keretében. Egyike volt annak a 14 helyi energiaügynökségnek, amelyeket Írországból hoztak létre, hogy a helyi hatóságokat segítsék energiahatékonysági céljaik elérésében. A SEDA-k elkészítését az INTERREG NWE, illetve az ír Fenntartható Energia Ügynökség (SEIA: Sustainable Energy Authority of Ireland) kutatási, fejlesztési és demonstrációs programja finanszírozta.

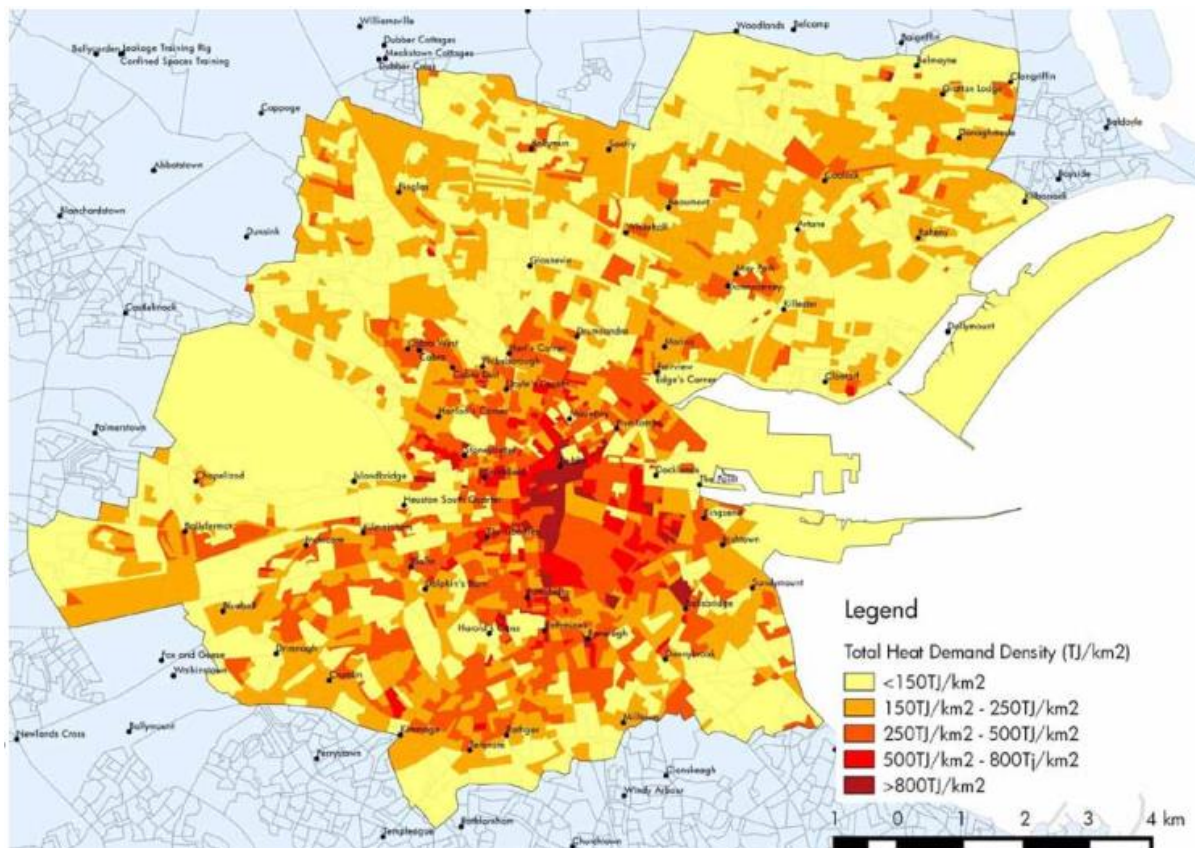
Az ún. térbeli energiaigény elemzés (Spatial Energy Demand Analysis - SEDA) magában foglalja egy adott területen az energiaigény elemzését, és térbeli vizualizációt készít ezekről az információkról, amelynek eredményeként -hiteles információkon alapuló- energiatérképek születnek, amelyeket a várostervezők eszközként használhatnak konkrét szakpolitikai intézkedések kidolgozására és a jövőbeli energiafelhasználás befolyásolására. A SEDA -kat úgy tervezték, hogy a helyi hatóságok számára biztosítsák a szükséges információkat a megújuló energiák elterjedésének növeléséhez a tervezés, a politika és a tudatosság növelése révén. A SEDA helyi szinten igyekszik áthidalni a hagyományos város- és településtervezési és energiatervezési módszerek közötti szakadékot. Az energiaigény-elemzés különösen fontos a nagy hőigényű területek azonosításában és a távfűtési (DH) rendszerek tervezésében.

A más országokban végzett térbeli kereslet-feltérképezési módszerek elemzése, valamint az adatok elérhetősége alapján a dublini hőtérképen megjelenítésre kerülő energiaadatok a következők:

- Teljes energiaigény
- Teljes hőigény
- Hőigény sűrűsége
- Teljes villamosenergia -felhasználás
- Fosszilis tüzelőanyagok teljes felhasználása
- Teljes éves energiaköltség

A Dublin City SEDA eredményei pontosan megmutatják, hogy hol és milyen típusú energiát használnak fel, és ennek az energiafogyasztásnak a költségeit a városban, a lakossági, kereskedelmi és helyi önkormányzati szektorban. Több mint 200 000 lakást, 20 000 kereskedelmi ingatlant és 1000 helyi önkormányzati épület energiaszámláit elemezték az éves energiafelhasználás szempontjából, és feltérképezték az eredményeket.

5. ábra: Dublin hősrűség-térképe



Forrás: CODEMA (2015): Dublin City Spatial Energy Demand Analysis

A lakossági szektor elemzése lehetővé tette az energiaszegénység által leginkább veszélyeztetett területek és társadalmi csoportok azonosítását, az energiaszegénységet befolyásoló három legbefolyásosabb tényező alapján; az otthon energiahatékonysága, az energia megfizethetősége (ill. a fogyasztó jövedelmi helyzete) és az egy háztartásra jutó energiaköltség. Ezen területek és fogyasztók prioritást élvezhetnek a későbbi intézkedések kidolgozásakor. Az átlagos épületenergia-besorolás (Building Energy Rate - BER) feltérképezésének eredményei Dublin városában található 2202 kis terület mindegyikén azt mutatták, hogy míg az új lakásokra vonatkozó jobb építési szabályok hatékonyan csökkentik az új fejlesztések energiaigényét, a város többi lakása jellemzően régebbi és kevésbé hatékony; sok területen, különösen a belvárosban, az energetikai besorolásuk „E” minőségű, vagy ennél alacsonyabb. Aggodalomra ad okot a bérelt lakások nagy száma, amelyek nagyon rossz energiahatékonysági mutatókkal és BER-ekkel rendelkeznek. A városban növekvő bérleti díjakkal és az energiaköltségek növekedésével párhuzamosan az energia megfizethetősége ezekben a rosszul szigetelt bérelt lakásokban csak növeli az energiaszegénységben szenvedők számát.

Ami a DH elemzést illeti, Dublin City területeinek több mint 75% -a elég magas hősrűségű ahhoz, hogy megvalósíthatónak (és megtérülőnek) lehessen tekinteni a DH rendszerekhez való csatlakozást. E területek közül sok nagyon magas hősrűségű, és ideális lenne az egész városra kiterjedő nagyméretű távhőrendszer első fázisának fejlesztésére. A SEDA a potenciális horgonyterhelések és hulladékhőforrások helyét is azonosította, amelyek nagyban hozzájárulhatnak a sikeres távhő rendszer megteremtéséhez. Összességében Dublin City évente több mint 657 millió eurót költ energiára, és ennek a pénznek a nagy százaléka fosszilis tüzelőanyagok importjára megy el. Ezért

döntő fontosságú a hazai-lokális energiaforrások használatának növelése (a jelentés egyébként a napenergia-erőforrásokat az egyik leginkább hozzáférhető megújuló energiaforrásként azonosította Dublin város sűrű városi körzetében).

A hőtérképek elkészítése segít azonosítani a lehetőségeket, szinergiákat és korlátokat a különböző kerületekben. A részletes feltérképezési folyamat szemléltette az energiafelhasználás számos aspektusát és hatásait, például:

- A megújuló energiaforrásokra leginkább rászoruló és leginkább alkalmas területekre vonatkozó információk. Különösen a nagy hőigényű területeket határozták meg, amelyeket a legmegfelelőbbnek tartottak a nagyméretű távfűtési rendszerek számára.
- A villamosenergia- és hőszükségletek térbeli megoszlása a helyi hatóságok területén, a tervezők számára eszközöket biztosítva ahhoz, hogy integrálják az energiatervezési és területrendezési gyakorlatokat. A SEDA-k képesek voltak az energiahatékonyság szempontjából kiemelt helyszíneket és fenntartható energiamegoldásokat.
- A lakossági szektorban azonosították a legmagasabb energiafelhasználású, és az energiaszegénység által leginkább veszélyeztetett területeket. Ezeket a területeket célozták meg annak érdekében, hogy megkönnyítsék a helyi hatóságok számára a lakossági energiaszükségletek hatékony csökkentését. A magas villamosenergia- és elektromos fűtési fogyasztású lakóövezetek azonosítása lehetővé teszi, hogy ezeket a területeket nagy hatékonyságú elektromos fűtési rendszerek és megújuló áramforrások használatára ösztönözzék.
- A hőszükséglet sűrűségének feltérképezésével kiemelték azokat a területeket, amelyek ideálisak a távfűtési rendszerek számára. Ezeket a legnagyobb hősűrűségű területeket tekintették a legerősebb jelöltnek a távfűtési rendszerek első fázisának fejlesztésére, ami hatékonyan csökkentheti az energiaigényt és a fosszilis tüzelőanyagok felhasználását a fűtési ágazatban. Meghatározták a lehetséges horgonyterheléseket és forrásokat is, amelyek kulcsfontosságú szereplők lehetnek az ilyen rendszerek fejlesztésében.

HAMBURG

Az energiahatékonyság növelése és az üvegházhatású gázok kibocsátásának csökkentése érdekében sok város és régió fejleszt ki úgynevezett „városi épületenergia-modelleket” (UBEM). Ezeket a modelleket az épületállomány elemzésére és a politikai döntéshozók tájékoztatására használják; bemutatják az energiafelhasználás és a CO₂-kibocsátás csökkentésének, valamint a megújuló energiaforrások bevezetésének lehetőségeit. Térinformatikai eszközök használatával az adatbázisokból térbeli modellek építhetők, amelyek tematikus hőigénytérképek vagy „hőigény - kataszterek” segítségével jeleníthetők meg. A hőfogyasztási és termelési pontok térbeli elhelyezkedése alapvető fontosságú a hőtervezésben, mivel a hőszállítás veszteségekkel és költségekkel jár, míg a megújuló energiaforrások sok esetben helyi jellegűek.

A várostervezés állami és magánszereplői közötti együttműködés és koordináció fokozásának szükségessége a térbeli adatok nyilvános közzétételét eredményezte. Jelenleg számos példa van olyan önkormányzati és regionális hatóságokra, amelyek geoportálokat működtetnek, lehetővé téve nyílt hozzáférést számos térbeli adatkészlethez (pl. természeti és épített környezetre vonatkozó adatok, műszaki és közlekedési infrastruktúra stb.). Ez a tendencia elérte az energiaszektort is, a nyilvánosan hozzáférhető, energiaszolgáltatással kapcsolatos adatkészletek bevezetésével (pl. nap- vagy geotermikus energiapotenciálok, épületenergia-keresleti térképek). Az energiafogyasztás

azonban tükrözi a felhasználó szokásokat, valamint -gyakran magántulajdonban lévő- épületek és ingatlanok energetikai állapotát is. Ezért konfliktus merülhet fel az adatok közzététele és a személyes adatok védelmének szükségessége között. A különböző országok és hatóságok különböző módon kezelik ezt a kérdést. Németországban pl. az adatvédelmi követelmények ebben az összefüggésben viszonylag szigorúak, és komoly akadályt jelentenek számos energiaellátással kapcsolatos adat közzététele előtt.

Annak érdekében, hogy az egyes személyekhez rendelhető adatok védve maradjanak, az építési (és épületállományra vonatkozó) adatokat egy bizonyos szintre összesítik. Az épületek hőigényének aggregációs megközelítése értelmében az épületcsoportoknak legalább öt egységet kell tartalmazniuk, ahol egy lakóépület egysége a lakóegység, míg minden nem lakóépület egyetlen egységből áll.

Az 1,8 millió lakosú, 300 ezres épületállománnyal rendelkező Hamburg város 2017-ben indította el az ún. GEWISS projektet (Geographical Heat Information and Simulation System Hamburg). A projekt egy olyan -nyilvánosan hozzáférhető- tematikus térkép, vagy más névvel hőigény-kataszter (Wärmekataster) kifejlesztését célozta, amely a város épületállományának hőigényét ábrázolja. A térkép (kataszter) lehetővé teszi a hőigények, a hőszállítási útvonal és a távhőtermelés részletes (épületcsoport szintű) szimulációját, ezáltal a stratégiai hőtervezés (a városi épületállomány fűtési infrastruktúrájának megtervezése) összekapcsolhatóvá válik a városfejlesztéssel.¹⁸

A hamburgi hőterkép a digitális német ingatlan nyilvántartási rendszer (ALKIS) és a német lakásügyi és környezetvédelmi intézet (IWU) adatbázisának összekapcsolásával jött létre. Az ALKIS-ban szerepel a városi ingatlanok területe és épülettípus szerinti besorolása, az IWU pedig tartalmazza a különböző épülettípusokat az építés módja (és építőanyaga), az épületek kora és az azóta történt felújítás mértéke szerint. A városi ingatlan nyilvántartásban szereplő lakóépületeket besorolták az IWU által közölt épülettípusokba, és azok fajlagos (hő)energiafogyasztását az épület területével megszorozva megkapták az egyes épületek becsült hőfogyasztását (valójában a lakóépületek alapterületének 80%-át és a vegyes használható épületek alapterületének 50%-át tekintették fűtött területnek).¹⁹ Adatvédelmi okokból az épületeket kisebb (legalább 5 épületből álló) csoportokba sorolták, és a hőterkép ezen épületcsoportokra adta meg a hőfogyasztást.

A nem lakás célú épületek (pl. középületek, iskolák, irodaépületek stb.) esetében az épületek tipizálása azok nagyfokú heterogenitása miatt sokkal problémásabb, ezért ezen épületek esetében erős egyszerűsítést alkalmaztak: az épület rendeltetése és esetleges felújítása szerint alakítottak ki épülettípusokat, és azokhoz rendelt fajlagos hőfogyasztási értékeket.

A korábban bemutatott hőterképeken ábrázolt hőszűrűséget általában úgy határozzák meg, mint az egy négyzetméterre/hektárra/négyzetkilométerre jutó energiaszükségletet. Sok hőterkép/hőatlasz ilyen területalapú mutatót használ, pl. a Páneurópai Hőatlasz (Peta), az ír hőatlasz vagy a Saarlandi hőkataszter. A hamburgi hőterképen azonban egy alternatív hőszűrűség mérési technika, az ún. lineáris hőszűrűség alkalmazására került sor. Egy városrész lineáris hőszűrűségét a távhőhálózatra csatlakoztatható épületállomány hőigénye (vagy meglévő távhőhálózat esetén a szállított hő mennyisége) és az épületeket összekötő távhőhálózat hossza, az ún. „árokossz” (az előremenő és visszatérő csővezetéseket egynek számítják) arányaként határozhatjuk meg. Ilyen mutató az egy

¹⁸ Dochev I., Seller H., Peters I. (2018): Aggregating and visualizing urban heat demand using graph theory. A case study from Hamburg, Germany

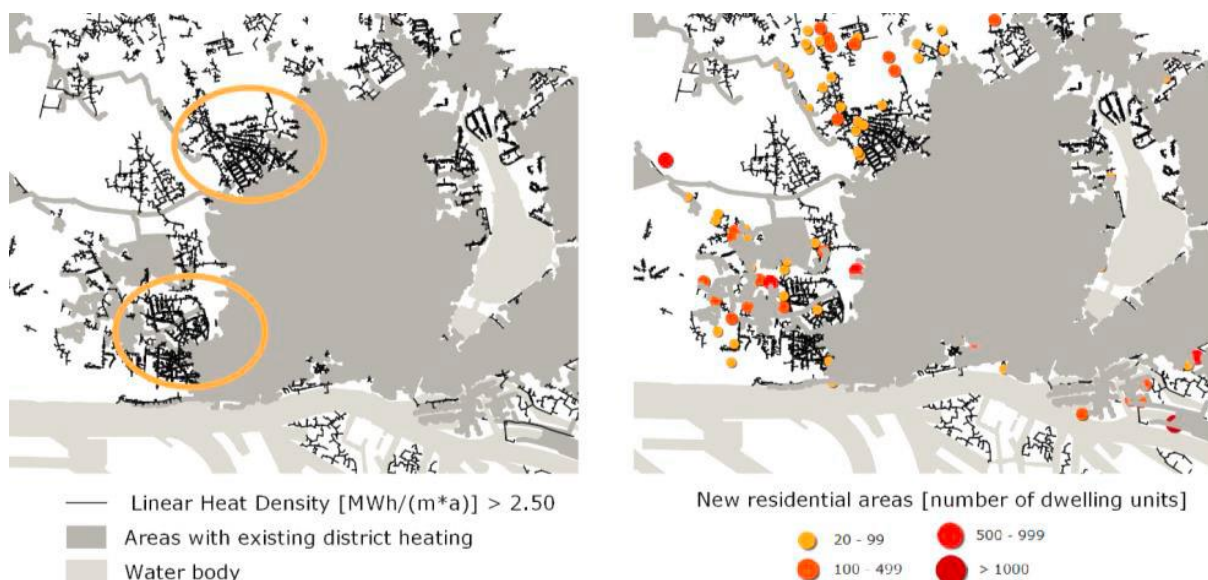
¹⁹ Dochev et al. (2018): Analysing district heating potential with linear heat density. A case study from Hamburg

csővezeték méter-évre jutó hőfogyasztás ($MWh/(m \cdot a)$), mely a kiépítendő távhőhálózat gazdasági életképességének indikátoraként használható: minél nagyobb a lineáris hősűrűség, annál több hőt lehet szállítani és eladni egységnyi (1 méter, vagy 1 km) hálózat kiépítése árán.

Mindkét hősűrűségfajta (terület vagy vezeték hossz alapú) fontos iránymutatást ad a távhőhálózatok létesítésének gazdasági racionalitását illetően, bár messze nem az egyetlen döntési paraméter a távhőrendszer bővítésének vagy kiépítésének mérlegelésekor. A lineáris hősűrűségnek azonban megvan az az előnye a területi hősűrűséggel szemben, hogy a nem releváns városi terek nem kerülnek be a mérőszámba. A területi hősűrűség (mint a városi tér egységére vetített éves energiaigény) alkalmazásának problémája a városi tér pontatlan meghatározásában rejlik, ami a lineáris hősűrűség mérés esetén kiküszöbölhető.

A lineáris hősűrűség meghatározásához szükséges új vezetékhalózat hosszának megbecslésére a GEWISS projekt során ún. hipotetikus hálózatmodellezést alkalmaztak. Ennek keretében az épületcsoportokat összekötő hálózatszakaszokat a közutak mentén tervezték vezetni és a lehetséges távhőtermelőkkel összekapcsolni.

6. ábra: Hamburg nagy lineáris hősűrűségű körzetei (bal) és fejlesztés alatt álló területei (jobb)



Forrás: Ivan Dochev et al (2018): *Analysing district heating potential with linear heat density. A case study from Hamburg*

A hamburgi hőtérkép lineáris hősűrűséggel dolgozó verziója segíti azon területek a lokalizálását, amelyek hősűrűsége kellően magas ahhoz, hogy a távhőhálózatok bővítését gazdaságilag is indokolja (bal oldali ábra). Az új/tervezett lakóvezetési fejlesztések helyszínének feltüntetése és lakásszám szerinti besorolása (jobb oldali ábra) közelítőleg képes előre jelezni, mely területeken és hálózatszakaszokon várható a szolgáltatásba könnyen bevonható új fogyasztók megjelenése és a hősűrűség növekedése.

A távhőhálózatok bővítési lehetőségeit ábrázoló hősűrűség-térképeken a legtöbb esetben a többlet-hőigények kielégítésére képes, és/vagy a távhőszolgáltatás klímasemlegességét garantáló hőforrások is feltüntetésre kerülnek. Bár városi környezetben a távfűtés még azonos (pl. földgáz alapú) hőforrás esetén is kedvezőbb levegőminőségi mutatókkal rendelkezik (magasabb hatásfok, jobb szennyezőanyag-szűrési lehetőségek, a magas kémény miatt kedvezőbb immissziós értékek), mint az

egyéni fűtés, a tüzelőanyag szerkezet megújuló, vagy hulladék hő források felé történő eltolása tovább javítja annak klímasemlegességét.

A hőterképek a legtöbb esetben a meglévő távhőhálózatok és a jelenleg is elérhető, vagy a szolgáltatásba potenciálisan bevonható hőforrások helyét is feltüntetik. Hamburg esetében külön vizsgálat történt a távhőszolgáltatásba bevonható hulladék hőre, illetve megújuló energiaforrásokra vonatkozóan. A lehetséges hőforrásokat a rendelkezésre álló hulladék hő és megújuló potenciálok, az egyes technológiák költségszintje, hálózatba történő integrálhatósága, a lehetséges telephelyek elhelyezkedése és azok emissziós és környezeti hatásai alapján rangsorolták, és ez alapján meghatározták az éves távhőtermelés optimális technológiai és tüzelőanyag szerkezetét.

2. táblázat: A hamburgi távhőtermelésbe bevonható hőtermelési technológiák értékelésének szempontrendszere

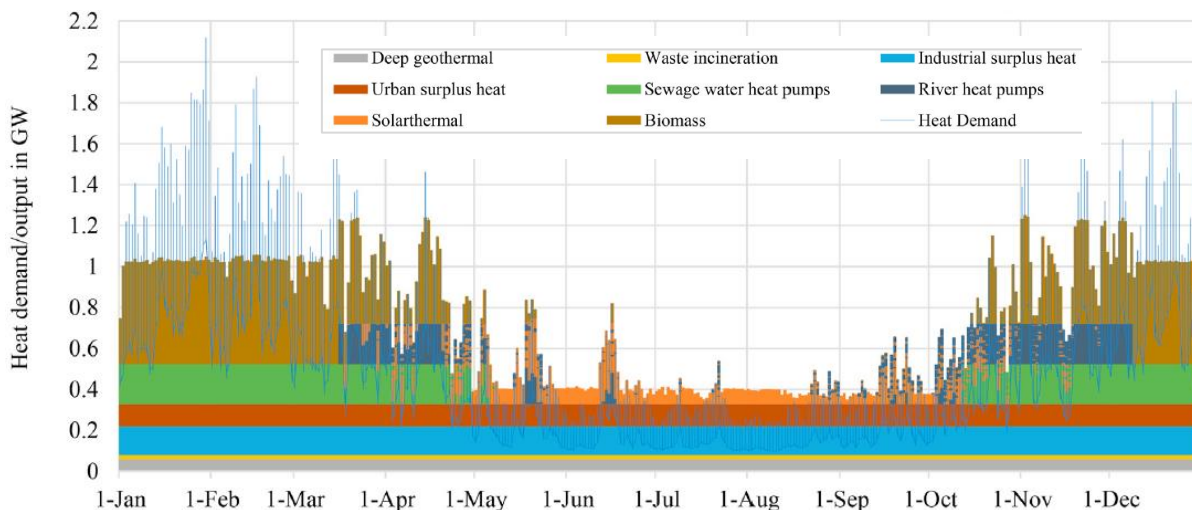
Methods and specifications for the generator evaluation.

Criteria	Methods and specifications
Costs	Determination of levelized costs of energy (LCOE) including investment, operational and external costs according to annuity method; determination of costs for exemplary generation plants based on local examples and boundary conditions; qualitative evaluation of the economic issues rather than economic evaluation of the generators
System integration	Qualitative evaluation of grid requirements of the generators and connection conditions including temperature level of heat generation, efficiency dependency on system temperatures, time-dependant availability of the heat supply over the year, possible interaction with/dependency on the electricity sector, availability/logistics of fuel supply
Possible site locations	Qualitative evaluation regarding geographical availability of heat source, distance of possible site locations to the existing grid, availability of suitable areas for heat generators, based on heat potential maps in a geographic information system (GIS) software
Emissions, environmental and social compatibility	Qualitative evaluation of material emissions during heat production (excluding emissions for construction and disposal of plants), noise and odor emissions and changes to environmental temperature, social acceptance
Chances and risks	Qualitative evaluation of prospective future developments affecting the heat generators, including legal and political boundary conditions, economic conditions, uncertainties/barriers and benefits of generators

Forrás: Nina Kircherer (2021): Design of a district heating roadmap for Hamburg

A vizsgálatok szerint Hamburg zsinór (egész éven át tartó) hőigényeinek nagyobb részét ipari, illetve egyéb hulladék hő felhasználásával, kisebb részét geotermikus hőforrással, hulladékégetéssel és napkollektoros termeléssel lenne célszerű kiszolgálni. Mivel a fenti zsinórhőforrások fűtési időnyen kívüli (nyári-kora őszi) termelése jelentősen meghaladja adott évszakok hőigényét, a többlethőt szezonális hőtárolókban „raktároznák el” és a fűtési időnyben jelentkező igények kielégítésére használnák fel. A fűtési időszakban jelentkező többlethőigényeket mindenekelőtt a szennyvízre, illetve a várost átszelő folyóra telepített hőszivattyúk segítségével, illetve biomassza-kazán(ok) létesítésével elégítenék ki.

7. ábra: Hamburg távhőtermelésének technológiai összetétele 2050-ben



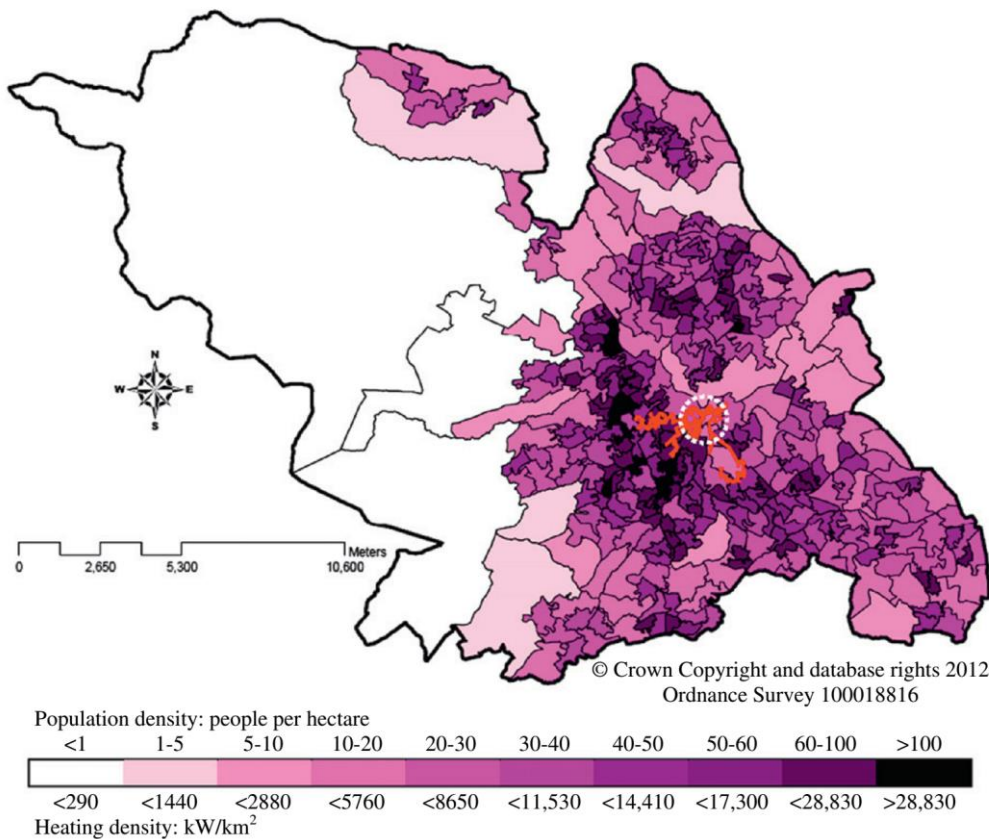
Forrás: Nina Kircherer (2021): Design of a district heating roadmap for Hamburg

2.2. HŐTÉRKÉPEK - SZAKIRODALMI ÖSSZEFOGLALÓ

Az alábbiakban azokat a releváns szakirodalmakat foglaljuk össze, amelyek fókuszában városi hő(sűrűség) térképek összeállítása, a távhőrendszerek létesítésére alkalmas zónák azonosítása és a városi távhőpotenciál vizsgálata, illetve az esetleges alternatív -távőtermelésre alkalmas-energiaforrások és technológiák integrációjának elemzése áll.

Finney et al. (2012) Sheffield város hőterképét rajzolják fel, hogy annak segítségével meghatározhassák azokat a „hőzónákat”, melyekben mind a hősűrűség, mind a hőforrások adottak a távhőrendszer fejlesztéséhez. A módszertan alapja térinformatikai rendszer (GIS) modellezés, a fogyasztói bázis képező épületek azonosítása és kategorizálása és azok hőfogyasztásának becslése. A szerzők azzal a feltételezéssel élnek, hogy az egy főre jutó sheffieldi energiafelhasználás megegyezik az átlagos országos fogyasztással. A hősűrűség és a népsűrűség között lineáris kapcsolatot feltételezve, illetve az egyéb épülettípusok (kórházak, oktatási, szabadidős intézmények) hőigényének megbecslése után azonosíthatóak a magas hősűrűségű, és a távhőszolgáltatásba bevonható városrészek. Ez megvalósulhat a meglévő távhővezetékek kiterjesztésével, illetve teljesen új területek bevonásával.

8. ábra: Sheffield város hőterképe: hőszűrűség és népsűrűség



Forrás: Finney et al. (2012): Developments to an existing city-wide district energy network – Part I: Identification of potential expansions using heat mapping

Novosel et al. (2020) három lépésben számszerűsítik a hőfogyasztást. Első lépésben az adott térség klimatikus jellemzője, és az önkormányzati/földhivatali adatbázisok alapján meghatározzák, hogy az egyes lakástípusokban (családi ház, társasház, sportcentrum, középület stb.) mekkora az egy négyzetméterre jutó átlagos fogyasztás, majd ezt az adott területen található lakástípusok teljes alapterületével megszorozva megkapjuk adott térség aggregált hőfogyasztását, illetve adott térség lakosságának alapján kiszámítják adott térség egy főre eső hőigényét. Ezt követően a vizsgált területet egy hektáros területekre (100x100 méteres négyzetekre) került felosztásra, és ott a következőképpen, alulról építkezve (bottom up) került meghatározásra a hőfogyasztás: épület alapterülete * (épület magassága/szintmagasság) * az adott épülettípusra vonatkozó egységnyi hőfogyasztás (MWh/m²/év) értéke. Ez a megközelítés módszertanában lényegében megegyezik Finney et al. (2012) megközelítésével.²⁰ Végül top-down megközelítéssel az adott térség aggregált hőfogyasztását térinformatikai rendszerek segítségével osztják szét az adott terület kis (egy hektáros) egységei között.

Ehhez felhasználják többek között az Európai felszínborítottsági CORINE²¹ térképeket, népsűrűség térképeket, illetve a szabad felhasználású világtérképet, az Open Street Mapet (OSM)²², és ezekből határozzák meg, hogy az adott területen egy hektáros bontásban mekkora a hőszűrűség. A kétféle módon (bottom up, illetve top down) kapott eredményeket összevetik, és a hőszűrűség értékeket pontosítják. A módszertan előnye, hogy olyan országokban és településeken is lehetővé teszi a hőszűrűség becslését és hőtérképek készítését, melyek nem rendelkeznek a dániaihoz hasonló mélységű és részletezettségű adatbázissal az épületállományról.

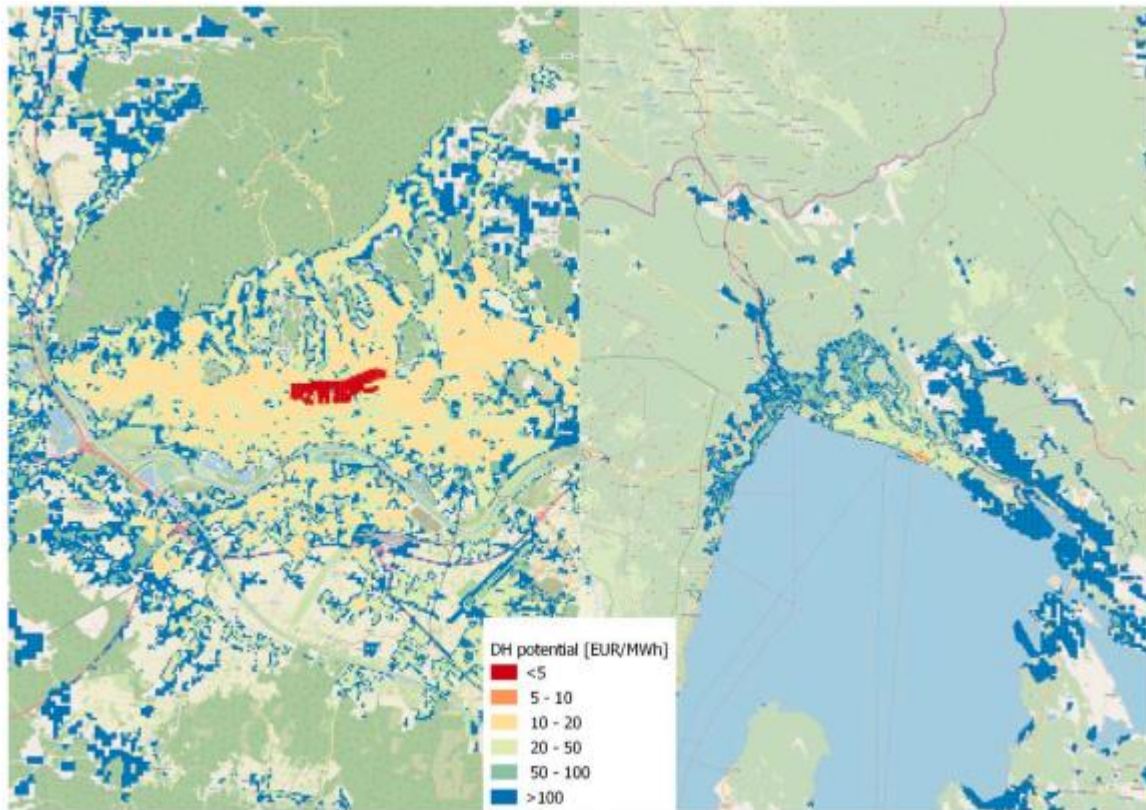
A fent ismertetett módszertan felhasználásával a szerzők Zágráb városára készítették el a hőtérképet. A szerzők emellett olyan vizsgálatot is végeznek, hogy az egyes területek távhőre való kapcsolása milyen költségek és hőárak mellett valósítható meg rentábilisan, és különböző paraméterek mellett a városi területek mekkora hányadán célszerű távhőrendszert kiépíteni. Meghatározzák, hogy ha az értékesített távhőár különböző szintekkel meghaladja a távhőtermelés költség szintjét reprezentáló LCOH (levelised cost of heat) értéket, akkor mekkora az a maximális hálózatfejlesztési költség hektáronként, amely mellett a távhőszolgáltatás még rentábilisan tud működni.

²⁰ Novosel et al. (2020): Heat demand mapping and district heating assessment in data-poor areas

²¹ A CORINE egy európai térképes adatbázis, amely tartalmazza elég részletes felbontásban, hogy az adott területen milyen épített (épület, út stb.) vagy természetes környezet (erdő, mező stb.) van.

²² Az OSM tartalmazza az épületeket térképes megjelenítésben. Ennek az adatbázisnak a jellemzője, hogy ezt a felhasználók fejlesztik, így az adatok azokra a településekre érhetőek el, amelyeket korábban egy felhasználó már bevitt.

9. ábra: Zágráb távhőpotenciál-térképe – egyes területek várható távhőszolgáltatási költségszintje (EUR/MWh), 10 000 €/ha hálózati költségszint mellett

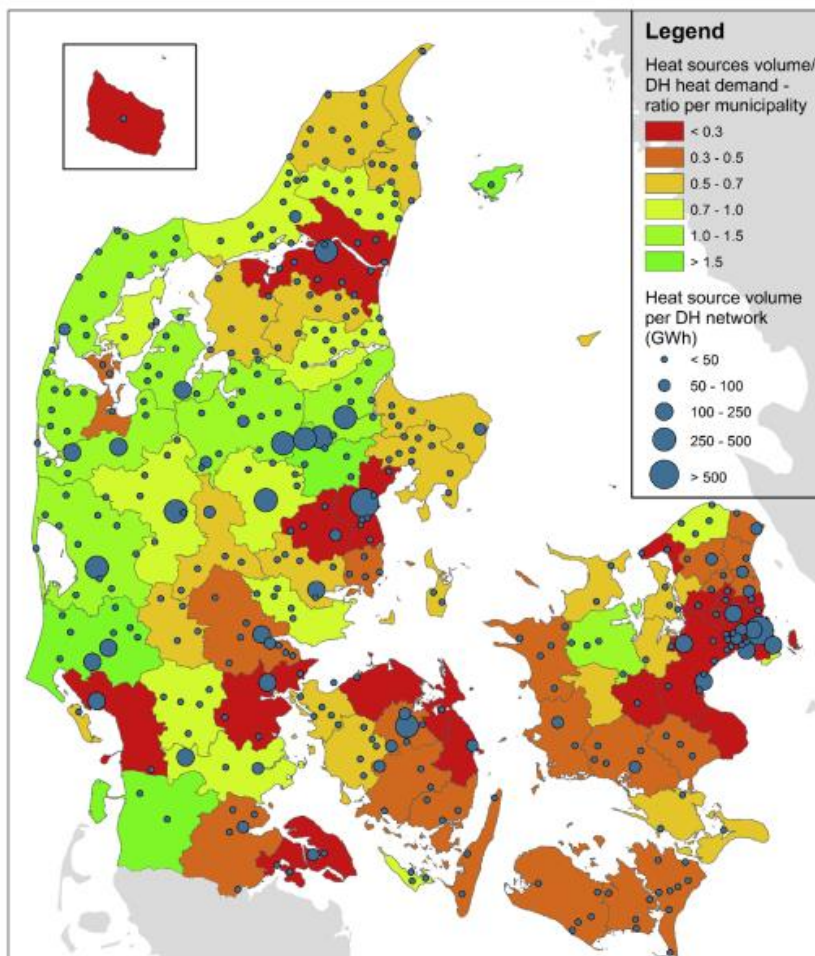


Forrás: Novosel et al. (2020): Heat demand mapping and district heating assessment in data-poor areas

Lund-Person (2016) Dánia példáján keresztül elemzik, hogy milyen az egyes távhőrendszerek hőszivattyúkkal kielégíthető távhőpotenciálja, és ez hogyan aránylik az egyes régiók lehetséges távhőfogyasztásához. Az egyes települések hőtérképét, a meglévő távhőrendszereket és a rendelkezésre álló hőforrásokat térinformatikai rendszer segítségével jelenítik meg. A hőszivattyúk hőforrásaként figyelembe veszik az alacsony hőfokú ipari hulladékhőt, a szupermarketek árukészletének hűtésekor keletkező hulladékhőt, a szennyvízrendszer (hulladék)hőjét, a talajvizet és egyéb felszíni vízforrásokat (folyók, tavak) is. Ezek jellemzően alacsony hőfokú energiát jelentenek, amelyre alapozva a hőszivattyús technológiával magasabb hőmérsékletű, távhőhálózatban is hasznosítható. A vizsgálat során csak azokat a hőforrásokat veszik számba, melyek a távhőhálózat 500 méteres körzetében helyezkednek el.²³

²³ Lund-Person (2016): Mapping of potential heat sources for heat pumps for district heating in Denmark

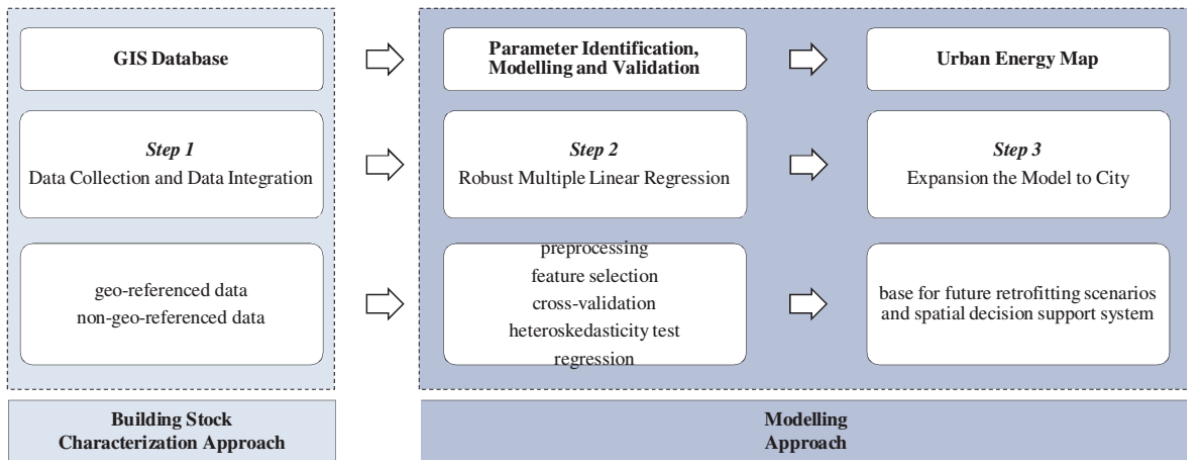
10. ábra: Dánia távhőközvetői és a rendelkezésre álló hőforrások



Forrás: Lund-Person (2016): Mapping of potential heat sources for heat pumps for district heating in Denmark

Mogdaham et al. (2018) egy olasz város – Settimo-Torinese – példáján keresztül mutatják be, hogy térinformatikai és statisztikai módszerek felhasználásával hogyan határozható meg egy terület energiafogyasztása. Első lépésben meghatározzák, hogy egy típusépületnek – építés éve, fűtési rendszer, lakások száma - mekkora lehet a hőfogyasztása, ezt pedig összevetik a helyi távhőhálózat fogyasztóinak mért adataival. Ezt követően azon fogyasztók esetében, ahol rendelkezésre áll a tényleges hőfogyasztási érték, korrigálják az előzetesen megállapított értékeket, és egyfajta regressziót képeznek az energiafelhasználásra vonatkozóan. Ezen minta segítségével korrigálják azon épületekre is a hőfogyasztási becslést, ahol nem áll rendelkezésre pontosan mért adat. Megvizsgálják hogyan befolyásolja az alapterület, az építés éve és egyéb jellemzői a lakásoknak a hőfogyasztásokat. Végül ezt kivetítik a teljes város lakásállományára. A kutatás csak a háztartásokat vizsgálja, az egyéb szektorok energiafelhasználását nem.

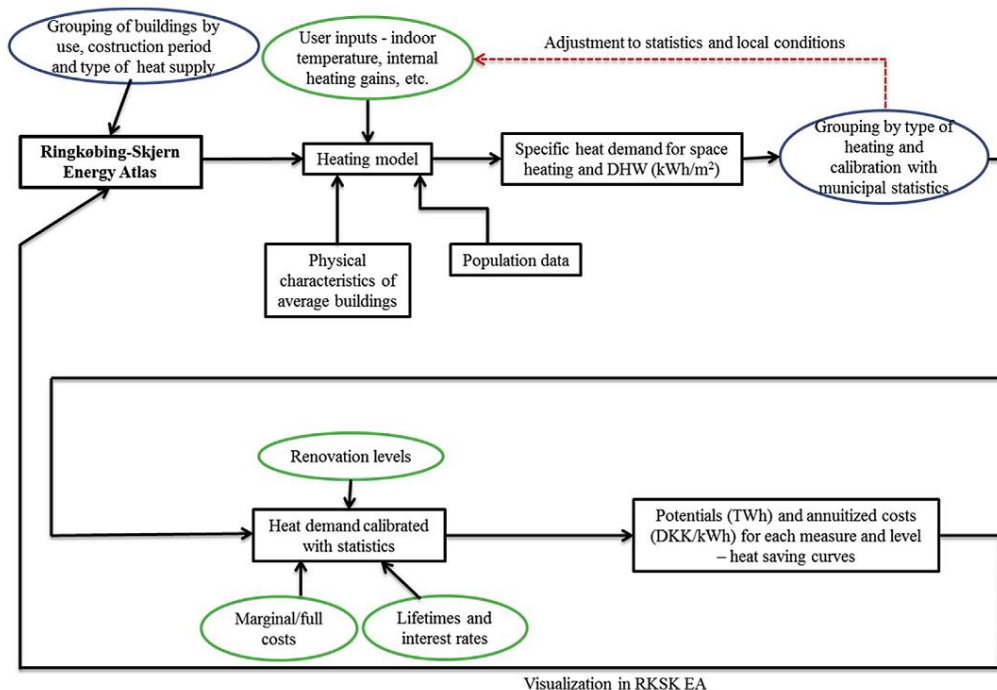
11. ábra: Energiafogyasztás meghatározásának módszertani lépései



Forrás: Mogdaham et al. (2018): A GIS-statistical approach for assessing built environment energy use at urban scale

Petrovic-Karlsson (2016) egy dán város lakóépületeinek az energiahatékonysági potenciálját határozzák meg, és számszerűsítik, hogy különböző költségszinten végrehajtott felújítások mekkora addicionális hőenergia megtakarítást eredményeznek, lényegében megalkotva az adott városra vonatkozó energiacsökkentési költséggörbét. A modellezéshez kombináltan használnak statisztikai és térinformatikai eszközöket. Egy hőmodell segítségével 72 csoportba osztják az épületeket (építés éve, méret stb.), és első lépésben ezek hőfelhasználását határozzák meg.

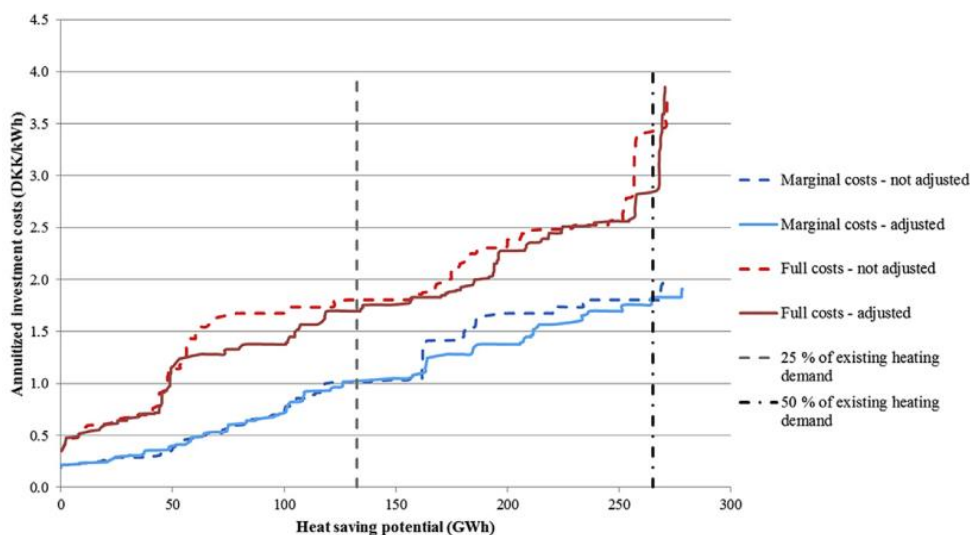
12. ábra: Hőmegtakarítási potenciál és költségszint meghatározásának módszertani lépései



Forrás: Petrovic-Karlsson (2016): Ringkøbing-Skjern energy atlas for analysis of heat saving potentials in building stock

Ezt követően különböző felújítási lehetőségeket vesznek számba, amelyek fajlagos beruházási költségeit is meghatározzák. A várható hasznokat és költségeket annualizálják, és ebből határozzák meg az „elhárítási” (hőenergia-megtakarítási) költséggörbét.

13. ábra: Különböző költségszinteken elérhető hőmegtakarítási potenciál



Forrás: Petrovic-Karlsson (2016): Ringkøbing-Skjern energy atlas for analysis of heat saving potentials in building stock

Nielsen-Moller (2013) azt vizsgálják, hogy Dániában mekkora potenciálja lehet a távhőrendszerek bővítésének, ha figyelembe vesszük a termelési, szállítási és elosztási költségeket, és a fogyasztó-termelők térbeli elhelyezkedését. Ehhez egy társadalmi költség-haszon elemzést végeznek el: azon területeket tekintették érdemesnek a távhőrendszer bővítésére, ahol a távhőszolgáltatás adók és támogatások nélkül számított költségszintje alatta marad az egyéni hőszivattyúk költségszintjének. A vizsgálathoz a dániai hőtérképet használták, és vizsgálták, hogy a jelenlegi távhőhálózat bővítésével, illetve a jelenlegi távhőhálózatokon kívül mekkora mértékű fogyasztót lehetne racionálisan bevonni a távhőhálózatba társadalmi hasznosság alapján.

Az alábbi táblázat összefoglalóan mutatja az áttekintett szakirodalmi cikkek fontosabb céljait és alkalmazott módszereit.

3. táblázat: Távhőpotenciál-becsléssel és hőtérkép készítéssel foglalkozó szakirodalmak összehasonlítása

Publikáció	Vizsgált földrajzi terület	Cél	Alkalmazott módszer	Alkalmazott adatforrások típusai
Finney et al. (2012)	Sheffield, Egyesült Királyság	városi hőtérkép megalkotása, új távhőkörzetek lehetséges bevonása	Népsűrűségből meghatározott energiafelhasználás	Népsűrűségi adatbázis
T. Novosel et. al (2020)	Zágráb, Horvátország	városi hőtérkép megalkotása, új távhőkörzetek lehetséges bevonása	Épületállomány feltérképezése és a fajlagos energiafelhasználása az adott területen aggregált, országos adatokból	Épületadatbázis, CORINE, OSM adatbázisok

Lund-Person (2016)	Dánia	Hőszivattyúk addicionális alkalmazási lehetősége alacsony hőfokú energiaforrásokhoz kapcsolódóan a távhálózatba	térinformatikai és statisztikai módszerek	Korábbi kutatások hőtérméretét használgják
Mogdaham et al. (2018)	Settino-Torinese, Olaszország	Hőtérméret megalkotása	Épületek aggregált adatiból becslés a hőfogyasztásra, amit a mért fogyasztók értékeivel kalibrálnak	térinformatika i és statisztikai adatbázisok
Petrovic-Karlsson (2016)	Ringkøbing-Skjern, Dánia	Energiacsökkentési görbe meghatározása	Hőfogyasztási modell, amely tartalmazza az épületek elhelyezkedését, és főbb műszaki jellemzőit	térinformatika i és statisztikai adatbázisok
Nielsen-Moller (2013)	Dánia	Táv hőpotenciál meghatározása Dániára	Társadalmi költség-haszon elemzés	Dániai hőtérméret

3. MEGÚJULÓ TÁVHŐTERMELÉSI TECHNOLOGIÁK

A távhőszektorban jelenleg Európa-szerte alkalmazott megújuló erőforrások között jelenleg egyértelműen a biomassza a meghatározó. A kedvező hazai adottságok okán Magyarországon a geotermia is jelentős részarányt képvisel, a 2030-ra és 2050-re vonatkozó -a távhőszektor erőteljes növekedését feltételező- európai elképzelésekben azonban a hulladék hőforrásokra, illetve egyéb környezeti hőre (elsősorban folyóvízre és szennyvízre) alapozó hőszivattyúk jelennek meg meghatározó távhőtermelési technológiaként.

A következőkben elsősorban a kisvárosi környezetben, korlátos méretű távhőpiacot kiszolgáló képes, jellemzően 1-3 MW_{th} kapacitástartományban mozgó, megújuló energiára alapozott távhőtermelési technológiákkal foglalkozunk: a mély geotermikus energiát hasznosító (elsősorban termásvíz kitermeléssel járó) fűtőművekkel, a biomassza kazánokkal, a hőszivattyúkkal és a napkollektor parkokkal. Röviden bemutatjuk egy-egy technológiák működését, képességeit és korlátait, alkalmazásuk feltételeit és a távhőrendszerbe történő integrálhatóságukat, illetve fenntarthatósági vonatkozásait.

Jelen tanulmányban nem foglalkozunk behatóan a biogázra alapozott távhőtermelési technológiákkal, jóllehet azok mérettartományuk, illetve alapanyagigényük okán alkalmasak lehetnek kisvárosi távhőtermelésre. Nem foglalkozunk továbbá az alapvetően kommunális hulladékra alapozott hulladékégető művekkel, melyek jellemzően nagyobb hőpiacot kiszolgáló, nagyobb beépített kapacitású kapcsolt (villamosenergiát is termelő) berendezések, ezért kisvárosi környezetben kevésbé potensek.

3.1. GEOTERMIKUS ENERGIA

A geotermikus energia definíció szerint a földfelszín alatt hő formájában tárolódó energia²⁴. Ennek kinyerésére az évek során különböző technológiák kerültek kifejlesztésre, melyek alapvetően két nagy kategóriába sorolhatóak: mélységi geotermikus és sekély geotermikus technológiák. Utóbbiaknak elsősorban háztartási méretben van létjogosultságuk, míg előbbiek jellemzően nagyobb kapacitású fűtőművek, erőművek létesítése esetén kerülhetnek szóba. Tekintettel arra, hogy a tanulmány a megújuló energia távhőtermelésben való hasznosításának elősegítésével foglalkozik, a továbbiakban a geotermikus energiatermelés ezen szeletére koncentrálnak.

A geotermikus energiaforrások hasznosítása

A geotermikus energia kinyerése a kiaknázandó források mélységétől és a geológiai adottságoktól függően többféle módon történhet. A felszín közeli, vagyis legfeljebb 400 méter mélységig rendelkezésre álló földhőforrások (sekély geotermia) jellemzően hőszivattyúk segítségével aknázható ki, és általában egyéni épületek fűtésére használják.

Az ennél mélyebben található, nagyobb volumenben rendelkezésre álló, ezért távhőrendszerekben is felhasználható geotermikus energia hasznosítása többnyire a magas hőmérsékletű (általában 60-90 °C-os) termásvizek hidrotermikus rendszerekben történő kitermelésével történik. Az ennél magasabb hőmérsékletű hidrotermikus források villamosenergia-termelésére is alkalmasak.²⁵

²⁴ 2009/28/EC Direktíva

²⁵ German Energy Agency: Renewables made in Germany, reliable solutions – for the journey ahead, 2013

Megfelelő típusú (általában 3-5 km mélységben található gránit) kőzetrétegek esetén lehetőség van a forró (jellemzően 150 °C -ot meghaladó hőmérsékletű) kőzet megrepesztését követően a víz felszínről a mélybe pumpálására, majd annak a keletkező repedésrendszerben történő felmelegedését követően felszínre hozatalára (ezt HDR – Hot Dry Rock, vagy EGS - Enhanced Geothermal System technológiának nevezik). A HDR/EGS technológia a rendkívül magas hőfok miatt alapvetően villamosenergia termelésére alkalmas. A technológia költségigénye és kockázata azonban rendkívül magas, ezért jelenleg még inkább demonstrációs projekteknél alkalmazzák.²⁶

Hazánkban a távhőtermelés rendszerint termálvíz közvetlenül a mélyből történő felszínre hozatalával történik (hidrogeotermikus rendszerek). Ebben az esetben a földfelszín alatti vízadó réteg megtalálása után az ott tárolódó termálvíz - felszínre hozatalát követően - egy hőcserélő segítségével adja át az energiát a távhőhálózat szállítóközegének²⁷. Bár a hatályos szabályozás ezt nem követeli meg egyértelműen, az energia leadást követően a termálvíz általában visszasajtolásra kerül a megfelelő rezervoárba.

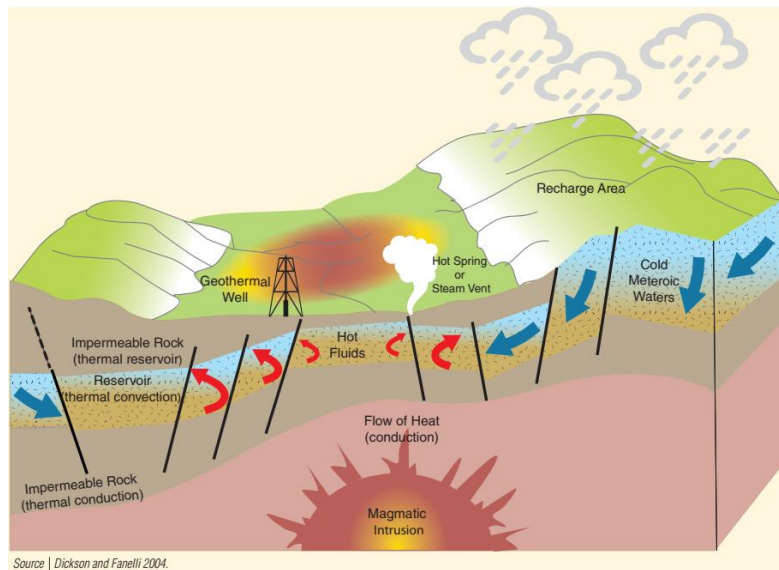
A termálvizek speciális összetétele miatt a kútból kinyert víz elhelyezése mindenképp megoldandó feladat, ami rendszerint igen költséges – akár felszíni elhelyezésről, akár visszasajtolásról van szó. A termálvíz ugyanis általában jelentős sótartalma, illetve magas hőmérséklete miatt nem engedhető be korlátozás nélkül a felszíni vizekbe. Akár a víz kémiai összetételének, akár hőmérsékletének megváltozása komoly probléma lehet: az adott élőhely kényes egyensúlyának felborulásához vezethet, vagyis komoly fenyegetést jelenthet annak élővilágára. A vízelhelyezésre vonatkozó döntés során ezért mind környezetvédelmi, mind készletgazdálkodási szempontokat érdemes figyelembe venni.

A termálvíz visszasajtolása egyrészt ellensúlyozza a vízkivétel miatt bekövetkező rétegnyomás-csökkenést és biztosítja a kinyert vízkészlet visszapótlódását, másrészt elejét veszi a felszíni vizek elszennyezésének. A visszasajtolás azonban -különösen a hazai homokköves rezervoárok esetében- nem teljesen problémamentes folyamat. Amennyiben a termálvíz hasznosítása alacsony hőfoklépcsőben valósul meg és ennek következtében nem hűl le kellőképpen, a visszasajtoláshoz szükséges nyomás (és a szivattyúk működtetésének költsége) növekedhet, és a visszasajtolás idővel elnehezülhet. Nem megfelelő szűrés vagy a fogadó kőzet roncsolódásának hatására a kút eltömődhet, melynek tisztítása csak nagy költséggel orvosolható.

²⁶ Chad Augustine (2016): Update to Enhanced Geothermal System Resource Potential Estimate

²⁷ Megfelelő minőségű termálvíz esetén lehetőség van annak közvetlenül a hálózatba történő betáplálására is, ez azonban sok esetben a víz összetételéből adódóan nem megoldható.

14. ábra: Geotermikus rendszer sematikus rajza



Forrás: ESMAP (2012): *Geothermal Handbook: Planning and financing power generation*

Egy adott kútból kinyerhető energia mennyisége elsősorban a víz hőmérsékletétől, illetve a vízhozamtól függ, azonban nem elhanyagolható tényező a külső hőmérséklet sem – a magasabb hőmérsékletű (nyári) időszakokban a kutak teljesítménye megnő. Bár általánosságban elmondható, hogy a mélység növekedésével a hőmérséklet is nő, egy adott terület esetén mindig a helyspecifikus geológiai adottságok határozzák meg a hozam és hőmérséklet értékeket. Hazánkban a távhőszolgáltatáshoz megfelelő termálvíz jellemzően 2500 m-es mélység felett már megtalálható, így a kutak fúrásához általában nincs szükség koncesszióra. A felhasználási területtől és a felhasználás módjától függően különböző hőmérsékletű termálvizek lehetnek alkalmasak a távhő szolgáltatására, ez a tartomány Magyarországon jellemzően 60-90 °C, de találhatunk példát 42 °C-os víz hasznosítására is²⁸.

A geotermikus kutak tervezése során a geológiai adottságok vizsgálata mellett elengedhetetlenül fontos a hőigény feltérképezése is. Az esetek többségében a geotermikus kutak nem szolgálják ki a teljes éves hőigény 100%-át, ugyanis a csúcsidőszak általában évente csupán néhány hét – ráadásul ebben az időszakban a kút teljesítménye az alacsony külső hőmérséklet miatt valamivel alacsonyabb, mint nyáron. Ezt figyelembe véve legtöbbször nem ésszerű a kutak méretezésekor a csúcsidőszaki hőigénnyel kalkulálni. Az esetek túlnyomó részében a geotermikus hőtermelés fosszilis – többnyire gázalapú – termeléssel egészül ki a legmagasabb keresletű időszakokban.

A geotermikus projektek megvalósításának fázisai

A geotermikus távhőtermelési projektek egyik sajátossága, hogy a megvalósítást hosszú előkészítő fázis előzi meg. Magyarország európai összehasonlításban is jól megkutatott területnek számít. Nemcsak termálvíz, de különböző szénhidrogének lelőhelyeinek feltérképezése is történt hazánkban, már az 1950-es évektől kezdődően.

Az előkészítés első lépése többnyire ezeknek a fent említett, korábbi kutatások és fúrások eredményeiből származó információknak az összegyűjtése. Ezt követően történik meg szakértők

²⁸ Iparági interjúk adatai alapján

bevonásával a saját mérések és kutatások elvégzése, (pl.: különböző szeizmikus mérések). Bizonyos esetekben a termelő kút megfúrását egy kutatófúrás is megelőzi, hogy a víz összetételéről, hőmérsékletéről és a vízhozamról még pontosabb, közvetlenebb adatok álljanak rendelkezésre²⁹.

A mélyreható előkészítő munkára a termálkút fúrásakor felmerülő geológiai és fúrési kockázat miatt van nagy szükség. A geológiai kockázat elsősorban abból fakad, hogy bizonyos kőzetrétegek esetén, a hosszú és részletes előkészítés során sem lehet pontosan meghatározni a vízáadó réteg helyét (pl. kristályos repedezett kőzet esetén), vagy annak hozamát és hőmérsékletét. A fúrési kockázat többnyire abból fakad, hogy a részletesen feltérképezett geológiai adottságok esetén is előfordulhatnak egy-egy kőzetrétegben lokális elváltozások, melyekre csak a fúrás során derül fény, és adott esetben a fúrás sikertelenségéhez, vagy drágulásához vezethetnek³⁰. Ez utóbbi kockázat megfelelő kivitelezéssel csökkenthető.

Fontos kiemelni, hogy amennyiben a mérési adatok alapján nem érdemes a projektbe belevágni, úgy a teljes előkészítésre költött összeg elvész – ami szintén kockázatot jelent -, ugyanakkor a jóval költségesebb kútfúrásra ez esetben nem is kerül sor. Vagyis a veszteség jóval kisebb, mintha az előkészítési költségeken való spórolás miatt utóbb a kútfúrásra költött összeg veszne el. Éppen ezért lenne kiemelt jelentőségű, hogy a korábbi fúrásokból és kutatásokból nyert információk minél szélesebb körben hozzáférhetőek legyenek, növelve a fúrások sikerességének esélyét, és csökkentve a negatív kimenetelű előkészítések kockázatát.

Szintén az előkészítési fázis része az engedélyeztetés. Jelenleg a távhőtermelő kút létesítéséhez legalább három különböző engedély beszerzése szükséges: környezetvédelmi vagy egységes környezethasználati engedély, elvi vízjogi engedély és létesítési engedély (később vízjogi üzemeltetési engedély), illetve építési engedély. Amennyiben nem városfűtésről van szó, szükséges a távhőtermelő létesítmény létesítési engedélye is (melyhez kapcsolódóan szükséges a távhőszolgáltatóval kötött előzetes szerződés benyújtása is, amennyiben nem a termelő szolgáltató), majd a kivitelezést, üzembe helyezési eljárást és a próbaüzemet követően a működési engedély beszerzése. A fenti engedélyek beszerzésének folyamata többnyire hosszú és nehézkes, egyes iparági szereplők tapasztalatai szerint akár évekig elhúzódhat. A vízjogi engedélyeztetés bizonyos lépéseire vonatkozóan bizonytalan ügyintézési határidővel, és nem minden esetben egyértelmű vízkészlet-gazdálkodási szabályokkal találkozhatnak a fejlesztők, ami tovább nehezíti az amúgy is sok lépésből álló ügymenetet.³¹ Ebben a szakaszban történik meg a Hivatal előzetes árkalkulációja is, mely sok esetben hosszú egyeztetések eredményeként válik véglegessé, hiszen ez nem jogszabályban rögzített kötelezettség, így rögzített határidők sem vonatkoznak rá. Ez tehát szintén lassíthatja a folyamatot.

A távhőszolgáltatóval kötött előzetes szerződés során mindkét fél számára komoly előnyt jelent, ha az adott település rendelkezik hosszútávú (energetikai) stratégiával. Egyfelől az energiahatékonysági beruházások hőpiac szűkítő, másfelől az esetleges új létesítmények – például uszoda, óvoda stb. – hőpiac bővítő hatása fontos szerepet játszik a jövőbeli hőátvételi szerződés részleteinek kidolgozásában, illetve a tervezésben a távhőhálózat esetleges bővítése, építése során. Az új hálózat építéséhez szükséges engedélyeztetés szintén bonyolult és hosszadalmas folyamat³². Itt érdemes

²⁹ Iparági interjúk alapján

³⁰ Fraser, S., Calgano, P., Jaudin, F., Vernier, M., Dumas, P. (2013): European Geothermal Risk Insurance Fund (EGRIF), Deliverable 3.2. Report on risk insurance, Geolec project – www.geoelec.eu és iparági interjúk alapján

³¹ Az Energia Klub 2010-es Megújuló alapú energiatermelő berendezések engedélyezési eljárása c. kutatási jelentése alapján

³² Iparági interjúk alapján

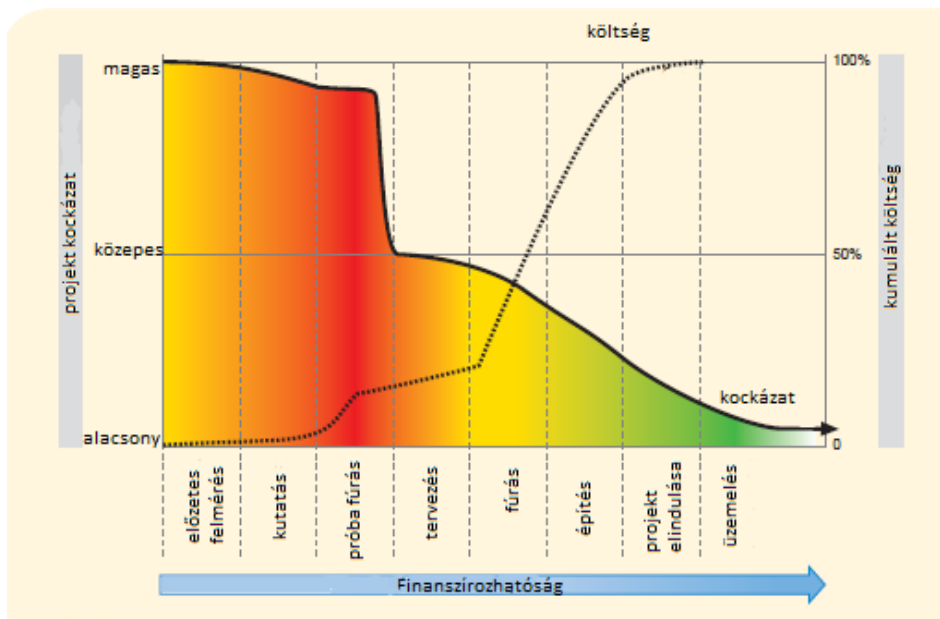
megemlíteni, hogy a geotermikus energia hasznosításának elősegítésében fontos szerepet játszhat az energiahatékonyság, különösen, ha egy-egy hőkörieten belül minden épület esetén sikerül csökkenteni a fűtési hőmérséklet igényt. Ekkor ugyanis a felszínre hozott hő több lépésben történő leadására is lehetőség nyílt, például a visszafolyó ágon történő hőleadással. Másrészt olyan projektek megvalósulása is elősegíthető így, ahol megfelelő távolságban csak alacsonyabb hőmérsékletű termálvíz található, a körzet szinten történő szigetelésnek köszönhetően azonban ez is elegendőnek bizonyulhat.

Az engedélyek beszerzését és a megfelelő előkészítést a geotermikus kút fúrása követi. Ahogy azt fent már említettük, ezen a ponton jelentős kockázatokkal szembesül a beruházó. Ezek a kockázatok a költséges előkészítő munkával – az adott terület geológiai adottságaitól függően kisebb vagy nagyobb mértékben - csökkenthetőek, ugyanakkor meg nem szüntethetőek. A kockázatok alapvetően két csoportba sorolhatóak: a rövid távú kockázat a várt hozamú és hőmérsékletű víz megtalálására, illetve a kivitelezésre vonatkozik (fent említett geológiai és fúrési kockázat), a hosszú távú kockázat pedig a készlet változatlanóságára, fenntartható kihasználhatóságára. Európa több országában részben vagy egészben állami támogatás/kezdőtőke bevonásával kockázati alapok szerveződtek a rövidtávú – illetve bizonyos esetekben a hosszútávú - kockázatok fedezésére. Németországban egyedülként piaci alapon is köthető geotermikus kockázati biztosítás, ez azonban más országban, a kis létszámú veszélyközösség miatt nem alakult ki. A hosszútávú kockázat megfelelő előkészítés és átgondolt készlethasználat esetén szintén jelentősen csökkenthető, ennek ellenére bizonyos országokban (pl. Franciaország) léteznek olyan biztosítási konstrukciók/kockázati alapok, melyek a készletkimerüléshez kapcsolódó kockázatot hivatottak fedezni.³³ Magyarországon ezen kockázatok - mind a rövid, mind a hosszú távúak - fedezése gyakorlatilag nem megoldott. Azokon a területeken, ahol a beruházás „barnamezős” – vagyis történt már kútfúrás -, a kockázat jóval alacsonyabb, míg a „zöldmezős” esetben (első kút fúrása az adott területen a projekt keretében történik meg) a sikertelenség esélye, megfelelő előkészítés esetén is, akár 50% lehet. Ez a kockázat bizonyos vízáadó rétegek esetén kisebb, és az első kút megfúrása után jelentősen csökken³⁴. A következő ábrán a költségek és a kockázatok projekt előrehaladásával történő alakulása látható.

³³ Részletesebben lásd a Támogatási eszközök a gyakorlatban c. fejezetben

³⁴ Iparági interjúk alapján

15. ábra: Geotermikus projektek költségei és kockázatai



Forrás: ESMAP (2012)³⁵

A kút fúrását követően a próbaüzem következik, majd, ha minden rendben folyt ezen időszak alatt, megkezdődhet a felszíni infrastruktúra kiépítése (hőközpont, vezetékek építése a kúttól a meglévő hálózathoz/ teljes hálózat kiépítése, stb.), majd az üzemeltetés. Ebben a szakaszban a beruházó gyakorlatilag már nem szembesül további kockázatokkal, így ezen szakasz finanszírozása jóval egyszerűbb, és a tőkeköltés sokkal alacsonyabb³⁶.

3.2. BIOMASSZA

A biomassza tüzelésű távhőtermelő létesítmények tüzelőanyaga az esetek többségében erdészeti eredetű tűzifa (kerekfa/rönkfa, vagy faapríték), de léteznek lágyszárú biomasszára, mindenképp mezőgazdasági melléktermékek (gabonaszalma, napraforgóhéj, kukoricaszár, kéreg, napraforgó-szár, gyümölcsfa-nyesedék), illetve biológiailag tartalmú hulladékból származó tüzelőanyagok tüzelésére alkalmas berendezések is. A legkiforrottabb és legmegbízhatóbb tüzelési technológiák tűzifára épülnek: az egyéb biomassza-féleségek eltüzelése rendszerint magasabb beruházási és üzemeltetési költséggel jár.

Általánosságban elmondható, hogy a fatüzelés a szalmához képest alacsonyabb beruházási, működési és tüzelőanyag-költséggel jár, a kazán technológia kiforrottabb, és a fejlett faapríték piacnak köszönhetően a tüzelőanyag-ellátás is könnyebb. Míg szalmatüzelés esetén a beruházónak komoly erőfeszítéseket kell tennie az ellátási lánc felépítésére, és indokolt hosszú távú szerződésekkel biztosítani a tüzelőanyag rendelkezésre állását, addig a fatüzelésű fűtőművek a jelenlegi hazai piaci viszonyok között versenyeztetni is képesek a beszállítóikat. Utóbbiak nem csak erdészetek lehetnek: raklapgyártók is szívesen adják el a náluk keletkezett hulladékfát, sőt, az egyik

³⁵ Energy Sector Management Assistance Program (2012): Geothermal handbook: planning and financing power generation

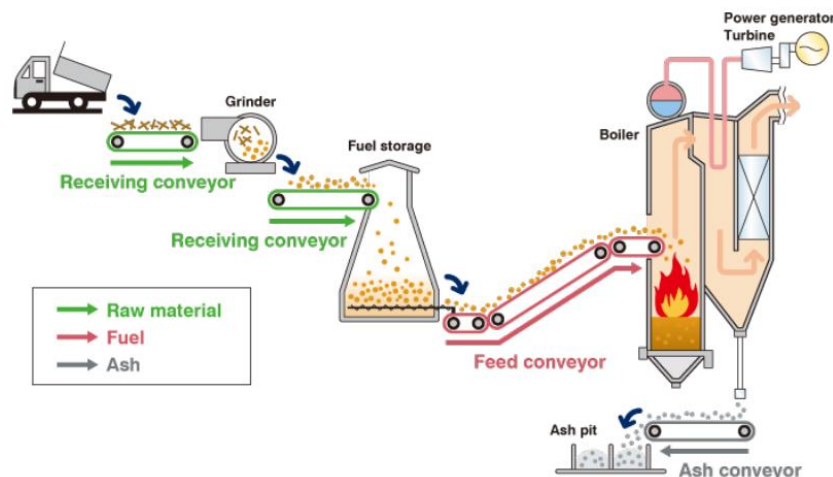
³⁶ GeoDH projekt, Training Course on Geothermal District Heating Manual

hazai piaci szereplőnek egy vízügyi hatósággal is sikerült megállapodnia az árterek tisztításakor begyűjtött faanyag átvételéről.

A biomasszát a fosszilis tüzelőanyagokhoz képest egységnyi tömegre/térfogatra vetített alacsony fűtőérték és változatos minőség jellemzi, ezért szállítása, tárolása és kezelése logisztikai és technológiai szempontból egyaránt nehezebbnek tekinthető. Az alacsonyabb fűtőérték nagyobb mennyiségek szállítását teszi szükségessé, a biomassza megtermelődésének szezonális jellegű jelentős raktározási igénnyel jár. A logisztikai költségeket tovább növeli, hogy a magas beruházási költségek, illetve a technológiai jellemzők (a biomassza-kazánok felfűtésének időigénye és jó hőtartása) miatt célszerű folyamatos termelésre berendezkedni, vagyis a tüzelőanyag folyamatos rendelkezésre állását biztosítani.

A biomassza fel- és lerakodása, szállítása és tárolása mellett a tüzelésre való előkészítése is költségekkel jár: bár a modern (fatüzelésű) kazánok a téli időszakban előforduló magas (akár 50%-os) nedvességtartalommal is megbirkóznak, fontos az egyenletes minőség biztosítása, ami az eltérő minőségű szállítmányok keverésével, esetleg szárítással érhető el. A nedvességtartalom ingadozása, vagy az egyéb anyagokkal szennyezett, esetleg túlméretes darabokat tartalmazó faapríték egyaránt műszaki problémákhoz, de legalábbis a berendezések hatásfokromlásához és gyorsabb elhasználódásához vezetnek.

16. ábra: Biomassza fűtőmű sematikus ábrája



Forrás: <https://www.sencia.com/products/chain/casestudy/biomass.html>

Távfűtésre alkalmas hő biomasszából elő lehet állítani kizárólag hőtermelésre alkalmas fűtőműben, vagy villamos energiával kapcsoltan hő terelő fűtőerőműben. A kapcsolt termelés általában a nagyobb méreteknek kedvez: 10-20 MW_e alatt alacsony villamos hatásfokhoz magas működési költségek társulnak (IEA, 5. o.). Stabil hőigény mellett ugyanakkor 5 MW_e kapacitású, kapcsolt szalmatüzelésre is találunk példát Dániában. Kisebb méretben azonban a kizárólag hő előállító fűtőművek a jellemzőek: ezek a kapcsolt erőműveknél lényegesen alacsonyabb (bár a gázmotoroknál sokkal magasabb) beruházási költséggel telepíthetők, és 85%-os hatásfokkal működtethetők. A kisebb (5 MW-os) kazánok minden távhőrendszerben kezelhetők, és tüzelőanyag-szükségletük kis távolságról kielégíthető.

A fűtőművek méretezésénél fontos szempont, hogy azokat a magas beruházási költség miatt célszerű minél nagyobb óraszámokban működtetni. Egy távhőrendszerben a téli hőigény kielégítésében folyamatos, így éves szinten minimum 4200-4400 óras üzemidő várható el, ám akár 7500-8000 óras működés is elképzelhető, ha a kazán teljesítménye a nyári melegvzellátás hőigényéhez igazodik. Egy adott kapacitású kazán nagyjából egy tízszeres méretű távhőrendszer nyári hőigényét képes kielégíteni, ezért Magyarországon a gyakorlati korlátot mintegy 10 MW_{th}-nál húzhatjuk meg; e fölött túlságosan nagy kapacitás marad kihasználatlanul.³⁷

A tűzifa beszerzésének nincsenek számottevő kínálati korlátai, mert az erdészetek és a kereskedők képesek a szükséges mennyiségek beszállítására. A tűzifa árkockázata ugyanakkor nem elhanyagolható mértékű: az osztrák és a német kereslet – különösen az ország nyugati felén – számottevő árfehájtó hatással bír, de hazai szereplők több esetben monopolisztikus árképzéssel is megvadták a nagy beszállítókat.³⁸ Összességében elmondható, hogy a magyar piacon nincsenek kiérlelt biomasszaárak, az erő- és fűtőművek igyekeznek a helyi viszonyokhoz alkalmazkodva megtalálni a legelőnyösebb beszerzési forrásokat és szerződéses feltételeket. Nagyobb mennyiségek és stabil szállítók esetén az árkockázat hosszú távú szerződésekkel mérsékelhető, bár az üzemanyagárak változását az ilyen megállapodások is követik.

A működés finanszírozásában nehézségeket okozhat, hogy a szállítók kifizetése és a hődíj beszedése között akár két hónap is eltelhet. A faapríték eltüzelése után visszamaradó hamu csak hulladéktárolóban helyezhető el, és elszállítása költséges. Ha a tüzelőanyag víztartalma meghaladja a 30-35%-ot, akkor a hatásfokot növelő füstgáz-kondenzációra lehet szükség, ami pótlólagos környezetvédelmi költségekkel is jár: a kondenzátumot meg kell tisztítani a kadmiumtól, és az iszap szintén csak hulladéktárolóban helyezhető el.³⁹ Hazai piaci információk szerint egy fűtőmű működési költségeinek 90%-át teszi ki a faapríték beszállítása, kezelése, és a hulladékok elszállítása.

A vízűtéses rezgőrostélyos kazánok a fűtőművek és a kapcsolt erőművek esetén is bejáratott biomassza-technológiának tekinthetők. Szalmatüzelésnél nagyobb méreteken is ilyen alkalmaznak; a fatüzelésű kapcsolt termelésnél egyre javuló hatásfokkal jellemezhető a buborékoló fluidágyas égetés (BFBC), illetve az általában nagyméretű, több száz MW_e kapacitású erőművekben alkalmazott cirkulációs fluidágyas égetés (CFBC). Utóbbi technológiák előnye, hogy a faaprítékba szalma is keverhető (BFBC-erőműveknél 5, a drágább opciót jelentő CFBC esetén akár 20-30%-ban is), és kevésbé érzékenyek a tüzelőanyag minőségének, nedvességtartalmának változásaira. A fűtőművekben nagyobb méreteknél is a rostélyos kazánok a jellemzőek.

A biomassza-technológiák kritikus eleme a tüzelőanyag válogatását és a kazánba juttatását, illetve a keletkező hamu leválasztását végző rendszer, amelynek nem megfelelő működése a kényszerű leállások legfőbb oka lehet. Ennek beruházási költsége nagyban függ a tüzelőanyag típusától: a lágyszárú biomasszáé 10-50%-kal is meghaladhatja a hasonló méretű fás rendszerekét.

³⁷ Tudunk ugyanakkor 20 MW-os fűtőművi beruházási tervekről is.

³⁸ Az amerikai Nemzeti Megújuló-energia Laboratórium (NREL) számításai szerint ugyanakkor áramtermelés esetén az egységköltséget (levelized cost of energy, LCOE) a tüzelőanyag árának változása a gázos erőművek esetén nagyobb mértékben befolyásolja, mint biomassza tüzelésénél. Előbbiekbenél a tüzelőanyag árának 10%-os emelkedése 7-8, utóbbinál 2-4%-os LCOE-növekményt eredményez (NREL, 88. o.).

³⁹ A szalma hamuja trágyaként hasznosítható, a kondenzátum pedig tisztítás nélkül kiereszthető.

Környezetvédelem, fenntarthatóság

Az erdészeti eredetű biomassza fenntarthatóságával kapcsolatban ellentmondásosak az információk. Míg az erdészetekből beszerezhető faanyag jelentős része (az erdők ritkításakor vagy a szálfák kitermelésekor keletkező maradványok), más területeken jelentkező gazdasági veszteség nélkül használható fel energiatermelésre, a hazai kitermelést fenntarthatósági aggályok övezik: a rendelkezésre álló statisztikák szerint a biomassza felhasználása meghaladja a kitermelt faanyagot és az éves fák növekedését.

A másik fenntarthatósági aggály a biomasszatüzelés karbonsemlegességét övezi: mivel a fatüzelésből származó szén-dioxid-kibocsátás időben megelőzi az erdők növekményéből származó hosszú távú szén-dioxid-megkötést, egyfajta karbonadósság keletkezik. Emiatt a biomassza energetikai használatához egyre szigorúbb uniós fenntarthatósági előírások kapcsolódnak, melyek szabályozói oldalról okozhatnak nehézségeket a potenciális fejlesztőknek.

A szalmatüzelés környezeti fenntarthatósága sem mentes az ellentmondásoktól. A földeken maradó szalma visszaszántás esetén talajszerkezet-javító anyagként és trágyaként hasznosul, illetve az állattartásban is jelentős a szerepe (takarmányként és alomként). Az energiatermelésre felhasználható szalma mennyisége tehát annak függvényében határozódik meg, hogy mezőgazdaság a képződő szalma mekkora hányadát kész hasznosítani.

Az energianövények termesztése ugyancsak felvet környezeti kérdéseket. Az ilyen típusú földhasználat a hagyományos élelmiszertermeléssel, az építőipar és a cellulózgyártás faigényével, a bioüzemanyag-gyártás szükségleteivel, illetve természetvédelmi célkitűzésekkel verseng. Az energianövényként népszerű rövid rotációs idejű nyár földterület-igénye jóval nagyobb a szalmáénál, bár hozamának hosszabb távon várható (10-20%-os) növekedésével a földhasználat is mérséklődhet. A Biomassza Erőművek Egyesülése tájékoztatása szerint Magyarországon az ültetvények telepítési támogatásának megszüntetése jelentősen visszavetette az energianövények elterjedését, így az ültetvényekből származó tüzelőanyag ára nagyon magas. A hozamok ráadásul elmaradnak a szaporítóanyag-forgalmazók által ígérttől. Az energianövények termesztése jelentős műtrágya-felhasználással jár, amelyek gyártása energiaigényes, így magas szén-dioxid kibocsátást is eredményez. A műtrágyagyártás- és felhasználás további mellékterméke az ammónia és a dinitrogén-monoxid (NEEDS, 30. o.).

A szalma kéntartalma nagyobb a fás biomasszáénál, így tüzelésekor több kén-dioxid szabadul fel. Ez kisebb mértékben a nitrogénre is igaz: a szalmatüzelés némileg magasabb nitrogén-oxid kibocsátással jár. A fatüzelés további – potenciális – előnye, hogy a szalma esetében nem alkalmazható fluidágyas tüzelési technológiák – az alacsonyabb égési hőmérsékletnek köszönhetően – a hagyományosnál kisebb nitrogén-oxid kibocsátást eredményeznek. CFBC-technológiával ráadásul a nem-metán illékony szerves vegyületek kibocsátása is kisebb.

A szalmatüzelésű kazánokat általában zsákos füstszűrővel szerelik fel (ez a füstgáz-kondenzációnak is előfeltétele), amelynek beruházási költsége alacsonyabb, működtetése viszont drágább, mint a fatüzelésre jellemző elektrofiltereké. A nitrogén-oxid kibocsátás ún. SNCR-technológiával (ammónia-befecskendezés) 60-70%-kal csökkenthető, a kisebb (4-8 MW) méretű kazánoknál mintegy 100 ezer eurós beruházási és 400 euró/tNO_x működési költséggel (Energinet.dk, 128. o.).

3.3. HŐSZIVATTYÚK

A kompressziós hőszivattyú villamosenergiával üzemeltetett berendezés, mely a környezetben (pl. talajban, levegőben, vízben) található, vagy valamilyen ipari folyamatban (adatközpontokban, szennyvíztelepeken, metroállomásokon) keletkezett (hulladék)hő elvonásával képes épületek fűtésére vagy hűtésére. Nagyméretű hőszivattyúknak általában a távhőrendszerekben is alkalmazott (100 kW, illetve 1 MW_{th} feletti teljesítményű) berendezéseket értjük, melyek alacsony hőmérsékletű környezeti, vagy közvetlenül nem hasznosítható (70 °C alatti) hulladék hőforrás hőtartalmát hasznosítják. A távhőtermelésben használatos hőszivattyúk túlnyomó többsége jelenleg a Skandináv állapotokban (Svédországban és Dániában) üzemel.

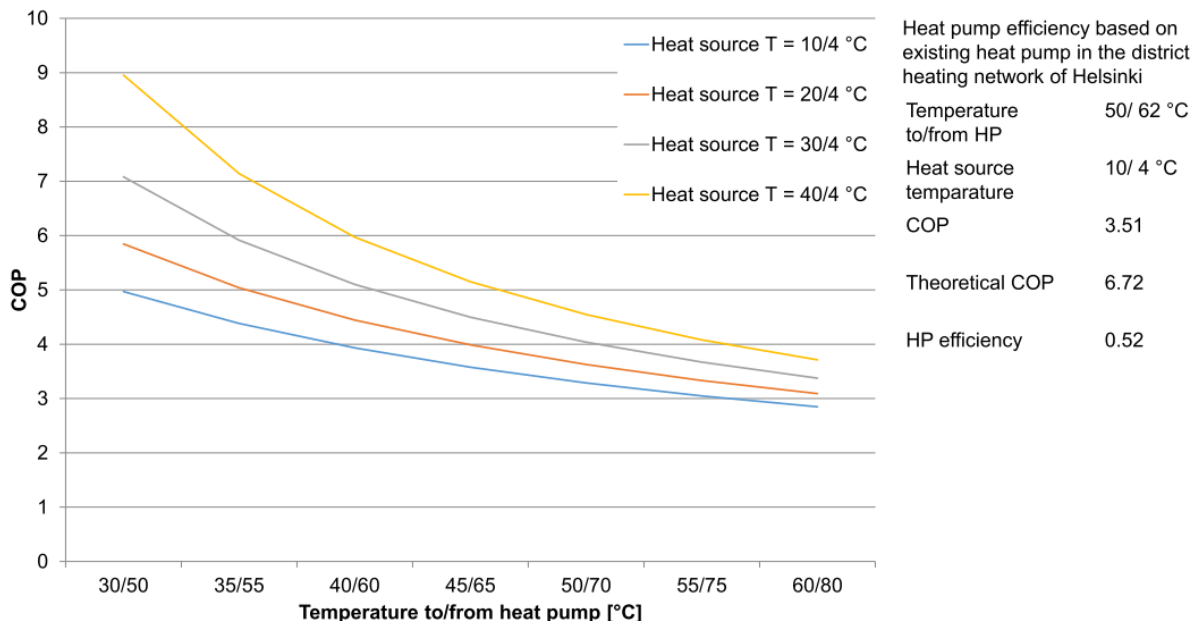
A hőszivattyúk hatásfokát általában az ún. COP (coefficient of performance) mutatóval mérjük, ami megmutatja, hogy adott berendezés egységnyi villamosenergia segítségével hány egységnyi hőt képes előállítani. A COP értéke technológiától, a „bemenő” környezeti, vagy hulladékhőforrás hőmérsékletétől, és a fűtendő épület számára biztosítandó hőmérséklettől függően 1,5 és 5 között változik. Minél magasabb a felhasznált hőforrás hőmérséklete, és minél alacsonyabbra akarjuk fűteni adott épületet (vagyis minél kisebb „hőlépcsőt” kell megugrania a berendezésnek), annál nagyobb hatásfok érhető el.⁴⁰

Popovsky et al. szerint (20 °C-os hőforrást feltételezve) az előremenő hőmérséklet 80 °C-ról 60 °C-ra történő csökkentése a COP értékét 3-ról 4,5-re emeli, ami egységnyi hő megtermeléséhez szükséges villamosenergia-fogyasztást 33%-kal csökkenti. A COP és az előremenő hőmérséklet közötti összefüggés még hangsúlyosabb, ha nő a hőszivattyú által felhasznált hőforrás hőmérséklete: 40 °C-os hőforrás (pl. füstgőz, vagy termálvíz) esetén a COP értéke egy alacsony előremenő hőfokkal üzemelő rendszerben a 9-et is elérheti.⁴¹

⁴⁰ Amennyiben a hőszivattyú által használt környezeti hőforrás (vagy a fűtési hálózat által igényelt forróvíz) hőfoka a fűtési szezonon belül ingadozik, akkor az ingadozó COP értékek súlyozott átlagának tekinthető ún. SPF (Seasonal Performance Factor) mutatót célszerű használni.

⁴¹ Eftim Popovsky et al. (2019): The role and costs of large-scale heat pumps in decarbonising existing district heating networks - A case study for the city of Herten in Germany; p.927

17. ábra: Hőszivattyúk COP értéke a távhőrendszer hőfokának függvényében



Forrás: Eftim Popovsky et al. (2019): *The role and costs of large-scale heat pumps in decarbonising existing district heating networks - A case study for the city of Herten in Germany*

A jelenleg üzemben lévő mintegy 2,5 GW beépített ipari hőszivattyú kapacitás több mint 90%-a Skandináviában található. A nagyméretű hőszivattyúk közel kétharmada (kb. 1000 MW) Svédországban került kiépítésre az 1980-as években, az újonnan épített nukleáris erőművek hatására megnövekvő villamosenergia-termelésre és az olcsó villamos energiára alapozva. Ezek jellemzően igen nagy méretű (átlagosan 16 MW-os) szennyvízre, kisebb részben természetes tenger/folyó/tóvízre, esetleg ipari hulladék hőre épülő, szintetikus hűtőközeggel (fluorozott szénhidrogénekkal - HFC-ek, ezen belül is elsősorban R-134a-val) működő berendezések voltak. A fenti hőszivattyúk hatásfoka (COP értéke) 3,6-3,7 között volt, a kimenő hőfok pedig szinte minden esetben 70, nem ritkán 80 °C felett volt.

4. táblázat: Telepített hőszivattyúk száma, kapacitása és COP-ja eltérő hőfokú távhőrendszerekben

Output Temperature Ranges (°C)	< 70	71–80	> 80
Units	19	57	34
Capacity (MW)	40	725	425
Average COP	4.5	3.6	3.7

Forrás: Andrei David, Brian Vad Mathiesen, Helge Averfalk, Sven Werner and Henrik Lund (2017): *Heat Roadmap Europe: Large-Scale Electric Heat Pumps in District Heating Systems*

A 2000-es évek után eleinte 10, majd 5 MW alá csökkent a hőszivattyúk átlagos mérete, terjedni kezdtek a természetes hűtőközeggel (jellemzően ammóniával) és alacsonyabb (70 °C alatti) kimenő hőfokkal üzemelő, ezzel összefüggésben magasabb hatásfokot (átlagosan 4,5-ös COP értéket) elérő berendezések. A jelenleg üzemelő berendezések nagy hányada elsősorban a fűtési szezonban (kb. 4000 órában), jellemzően zsinór üzemmódban (korlátozott számú ki- és bekapcsolással) üzemel. Az utóbbi években üzembe helyezett hőszivattyúkat magasabb (7-8000 óras) és egyenletes kihasználtságra tervezik, ezért azokat elsősorban a nyári (minimum) hőigényekre méretezik. Annak

érde kében, hogy a napi hő igények változását könnyen (túlméretezés és kihasználtság-csökkenés nélkül) lekövethessék, gyakran forró víz tárolókkal együtt építik ki rendszereket, melyek a távhőrendszerbe táplál andó hó 2-8 órás tárolására alkalmasak.

A távhőrendszerekbe elhelyezett nagyméretű (több MW teljesítményű), jellemzően szennyvízre alapozott központi hőszivattyúk az ellátott épületállomány által megkövetelt hőfokra melegítik a keringtetett vizet. A központi berendezések azonban kombinálhatóak (sőt, adott esetben ki is válthatóak) az egyes épületeken belüli kisebb ún. erősítő (booster) hőszivattyúkkal, melyek megemelik a távhővezeték ből kilépő víz hőmérsékletét, amennyiben az önmagában nem lenne elegendő adott épület kifűtésére. A kombinált távhőrendszer alacsonyabb hőmérsékleten üzemel, ezáltal jelentősen (közel felére) csökken a távhővezetékek vesztesége és megnő (adott esetben megduplázódik) a központi hőszivattyúk hatásfoka.⁴²

A hazai tapasztalatok azt bizonyítják, hogy megfelelő hulladékhő esetében önmagukban az egyes épületekben elhelyezett erősítő hőszivattyúkkal is üzemeltethető távhőrendszer. A termálfürdők elfolyó melegvizére, vagy termálforrásból származó meleg ivóvízforrás egyaránt lehetővé tette olyan városfűtési hálózatok kiépítését, melyben a távhővezetékben átfolyó 30-40 fokos termálvízre magas hatásfokú (adott esetben 4,5-5 COP-ot elérő) épületszintű hőszivattyúkkal biztosították a csatlakozó épületállomány fűtését.⁴³

A jelenlegi hőszivattyúk (a skandináv államokat leszámítva) marginális szerepet játszanak a távhőszektorban, a teljes európai távhőtermelés mintegy 1,5%-át adják.⁴⁴ A hőszektor dekarbonizációjának lehetőségeit vizsgáló és a távhőszektor expanzióját vizionáló elemzések ugyanakkor meghatározó szerepet szánnak a technológiának a jövőbeli távhőtermelésben. Az európai távhőszektor jövőjét vizsgáló Heat Roadmap Europe projekt keretében pl. 2050-re 25-30%-os részarányt jósolnak a távhőtermelésben a hőszivattyúknak. Amennyiben azonban a biomasszára és földgázra alapozott kapcsolt termelőkapacitások nem épülnének ki (részben a dekarbonizációs törekvések miatt), akkor a távhőtermelésben ennél is markánsabb, közel 45%-os részarányt kellene adniuk a hőszivattyúknak.⁴⁵

A hőszivattyúk jövőbeli szerepét (a hőtermelés dekarbonizációja mellett) elsősorban az időszakos (nap- és szélerőművi) villamosenergia-termelő kapacitások integrálásában és a villamosenergia-rendszer egyensúlyának megőrzésében látják. Eszerint a hőszivattyúk az időjárásfüggő villamosenergia-termeléshez alkalmazkodó, a piaci árak változását követő, rugalmas üzemben járó, gyakori ki- és bekapcsolással működő berendezések lennének. A jövőbeni hőszivattyúk a távhőrendszer pufferkapacitását kihasználva képesek a többlet villamosenergia-termelést „felszívni” és a távhőpiacon hasznosítani, nagyméretű forróvítárolókkal (illetve kapcsolt termelőkkel) integráltan pedig akár a szabályozási energiapiacoknak is aktív részvevői lehetnek.

⁴² Ostergaard szerint az erősítő hőszivattyúk a hálózati veszteség csökkentésével és a központi hőszivattyúk hatásfoknövelésével az üzemeltetési költségek 39%-os csökkentését eredményezhetik. (Østergaard and Andersen (2016): Booster heat pumps and central heat pumps in district heating)

⁴³ Többek között Újszilváson és Nagyatádon működik meleg termálvíz épületszintű hőszivattyúkkal kombináló városfűtési rendszer.

⁴⁴ Euroheat & Power (2022): [Large Heat Pumps in District Heating and Cooling Systems](#)

⁴⁵ Paardekooper, S., Lund, R. S., Mathiesen, B. V., Chang, M., Petersen, U. R., Grundahl, L., David, A., Dahlbæk, J., Kapetanakis, I. A., Lund, H., Bertelsen, N., Hansen, K., Drysdale, D. W., & Persson, U. (2018). Heat Roadmap Europe 4: Quantifying the Impact of Low-Carbon Heating and Cooling Roadmaps

Az időszakos villamosenergia-termeléssel kooperáló hőszivattyú üzem egyrészt számottevő hőtároló kapacitásokat, másrészt gyakori leállításokat és újraindításokat feltételez, ami eltér a mostani berendezések jellemző (zsinór)üzemmodjától. A jelenlegi technológia rugalmas működésre való alkalmassága ugyan nem zárható ki, de az eddigi működési tapasztalatok birtokában arra sincs bizonyíték, hogy a mai berendezések jelentős technológiai innováció nélkül képesek lennének ilyen működésre.

A nagyméretű hőszivattyúkban leggyakrabban használt, bevált szintetikus hűtőközegek azonban számottevő környezetkárosító hatással járnak. A hűtő közegek környezeti hatását két mutatóval szokás értékelni: az ODP (Ozon Depletion Potential) az ózonkárosító hatást, a GWP (Global Warming Potential) az üvegházhatást méri. A jelenleg domináns HFC-k az ózonra már nem veszélyesek, viszont jelentős üvegházhatással bírnak, ezért azok használatát egyes országokban (pl. Dániában és Svájcban) betiltották. A fluorozott gázokra, például a HCFC-kre (hidroklórfluor-szénhidrogének) és a HFO-kra (hidrofluoroolefinek) vonatkozó Európai Uniói szabályozás hasonló szigorításokat tartalmaz, jelentősen korlátozva ezen hagyományos hűtőközegek használatát. Az alternatív hűtőközegek használata során ugyanakkor számos nehézség merül fel, így a hőszivattyúk további térnyeréséhez számottevő technológiai fejlődésre van szükség.

3.4. NAPKOLLEKTOROK

A napkollektorok a napenergia felhasználásával közvetlenül állítanak elő fűtésre vagy vízmelegítésre használható hőenergiát. A napelemekhez hasonlóan jellegzetes szezonális termelési profillal rendelkeznek: a kollektorok által egy év alatt megtermelt hő mintegy 75%-a a fűtési szezonon kívüli nyári hónapokra esik. A napkollektorok másik lényeges jellemzője, hogy a nagyméretű, földre telepített napkollektor parkok a méretgazdaságosság miatt jóval gazdaságosabbak, mint a tetőkön elhelyezett kollektorok. A több ezer négyzetméteres felületű nagy napelemparkok fajlagos beruházási költsége körülbelül fele a néhány száz négyzetméteres tetőtéri létesítményének.⁴⁶

A termelésben mutatkozó nagyfokú szezonális miatti a napkollektorok kapacitását és teljesítményét jellemzően a nyári hőigényekre tervezik, és a fűtési idényben csak kiegészítő hőforrásként szolgálnak: az ilyen napkollektor rendszerek az adott távhőrendszer éves hőigényének legfeljebb 20%-át (ami nagyrészt háztartási melegvíz fogyasztásból áll) fedezik.⁴⁷ A napkollektor termelés napon belüli szezonális, illetve a napi termelés időjárástól függő ingadozása miatt jellemzően még ekkor is szükség van egy napi (diurnális) tárolóra; ennek hiányában a napkollektorok termelésével az összes hőigény 10%-ot sem nagyon eléghető ki.

A fűtési igényekkel ellentétes hőtermelési szezonálisra adott másik lehetséges válasz a nagyméretű szezonális hőtárolók létesítése. A meglévő dán rendszerek többségében ezek óriási, földbe ástott medencék (pit storage), melyek oldalát vízhatlan anyaggal fedik be, tetejüket pedig a vízen lebegő vastag szigeteléssel látják el.⁴⁸ Szezonális tárolóval a napkollektorok által megtermelt hőmennyiség aránya meghaladhatja a távhőrendszer éves hőigényének 40%-át.⁴⁹ Ez azonban számottevően

⁴⁶ Trier D. et al. (2018): Solar District Heating Trends and Possibilities – Characteristics of Ground-Mounted Systems for Screening of Land Use Requirements and Feasibility

⁴⁷ Tian Z. et al. (2019): Large-scale solar district heating plants in Danish smart thermal grid: developments and recent trends

⁴⁸ Perez-Mora N. et al. (2018): Solar district heating and cooling: a review

⁴⁹ Berberich M., Mangold D. (2017): Solar district heating in Europe: supplying renewable zero-emission heat

megemeli a napkollektorok beruházási költségét és rontja azok megtérülését, ezért alkalmazásuk csak nagyméretű napkollektor parkok esetében jöhet szóba, melyek hőértékesítése képes kompenzálni a tőkeköltség-növekményt.

A napkollektorokkal kiegészített távhőrendszerek kialakításában komoly korlátozó tényező lehet a létesítmények területigénye. A kollektor parkok jellemző mérete 20-30 ezer m² körül van, vagyis a telepítéshez több hektár szabad földterületre van szükség. Egy „kisebb” napi (diurnális) forróvíztároló is hozzávetőlegesen 5-10 ezer m³ tárolókapacitással rendelkezik, míg egy szezonális tároló több tízezer m³-es (nem ritkán 60-70 ezer m³-es) befogadóképességű létesítmény.⁵⁰ A több hektáros kollektor parkok (és tárolók) elhelyezésére alkalmas olcsó, nagyméretű telkek és földterületek azonban általában a városi központoktól távol esnek, így azok termelése csak hosszú bekötővezeték kiépítése árán táplálható be a jellemzően belvárosi távhőrendszerekbe.

A napenergiával működő távfűtési rendszerek Európában még nem terjedtek el széles körben. Még Dánia is, amely messze a legnagyobb napelemes távfűtési kapacitással rendelkezik az EU-ban (több mint 1100 MW_{th}), az értékesített távhőnek csak mintegy 2%-át termeli napkollektorokból.⁵¹ A technológia jövőjét némileg beárnyékolja, hogy a dán napkollektor parkok létesítésében a 2010-es években megfigyelhető hatalmas fellendülés 2020-ban véget ért. A beruházások felfutása, majd hirtelen elapadása egyaránt a dán szabályozás és támogatási rendszernek köszönhető: az energiahatékonysági kötelezettségi rendszerben (EKR) a távhőrendszerekbe integrált napkollektor parkok hőtermelése az évtized első felében teljes mértékben, utána részben elszámolható volt, míg végül 2019-ben megszűnt ez a lehetőség. A távhőrendszerekben a napkollektor telepítéseket felváltották a hőszivattyú telepítések, melyek részint tovább részesültek az EKR-ben történő elszámolhatóságban, részint 2020-tól számottevő beruházási támogatások nyíltak meg előttük.⁵²

A napkollektor parkok telepítése Németországban (és Európa több más országában) töretlenül folytatódik, az IEA becslései szerint azok versenyképes (20-50 €/MWh közötti) hőtermelési árszintjének köszönhetően (globálisan) jelenleg 4-500 MW_{th} projekt van előkészítés vagy építés alatt.⁵³ Az iparág európai érdekképviseleti szerve (ESTIF) pedig a növekedés gyorsulásával számol: 2030-ra mintegy 31 GW_{th} napkollektor kapacitás kiépülését várja Európában.⁵⁴

⁵⁰ Tian Z. et al. (2019): Large-scale solar district heating plants in Danish smart thermal grid: developments and recent trends

⁵¹ Katinka Johansen, Sven Verner (2022): [Something is sustainable in the state of Denmark: A review of the Danish district heating sector](#)

⁵² <https://solarthermalworld.org/news/denmark-large-heat-pumps-take-dh-market-storm/>

⁵³ Weiss W. (2023): Solar Heat Worldwide. Global Market Development and Trends 2022 Detailed Market Figures 2021 (AEE & IEA Solar Heating & Cooling Programme)

⁵⁴ Solar Heat Europe - ESTIF (2022): Energising Europe with Solar Heat A Solar Thermal Roadmap for Europe

4. BERUHÁZÁSI ÉS MŰKÖDÉSI KÖLTSÉGBECSLÉSEK

A megújuló energiaforrásokra alapozott távhőtermelési technológiáknak a hagyományos hőtermelési módokkal (többnyire földgázkazánokkal, illetve kapcsolt gázmotorokkal) szembeni versenyképességét mindenekelőtt azok költségviszonyai határozzák meg. A következőkben a geotermikus fűtőművek, a biomassza fűtőművek (kazánok), illetve az ipari méretű (1-3 MW_{th} kapacitású) hőszivattyúk és napkollektor parkok várható beruházási és működési költségeit mutatjuk be, illetve a távhőrendszerek gerincét képező távhővezetékek kiépítésének költségére adunk becslést.

Költségbecsléseinket (jellemzően külföldi projekttapasztalatokra épülő) szakirodalmi forrásokra, iparági szervezetek és háttérintézmények tanulmányaira, megvalósult hazai távhőtermelői projektekről elérhető (esetenként nem teljeskörű) információkra, illetve projekterveket kísérő megvalósíthatósági tanulmányokban szereplő költségbecslésekre alapoztuk. Tekintve, hogy ezek a tanulmányok és projektek különböző években születtek (ez elsősorban a geotermikus fűtőművek és biomassza kazánok költségbecslésénél merült fel), és különböző méretű, némileg eltérő műszaki tartalmú berendezésekre vonatkoztak, a korábbi évekből származó adatokat a KSH beruházásiár-indexével 2021-es értékre számítottuk át, bizonyos esetekben relevancia szerinti súlyozást is alkalmaztunk.

Az általunk becsült beruházási és működési költségek középértékek, ezek azonban a konkrét projektek esetében számottevő különbségeket takarhatnak. A hőszivattyúk esetében a felhasznált környezeti vagy hulladékhőforrástól függően mind a beruházási költség, mind a berendezés határfoka (és ezáltal működési költsége) jelentős szórást mutathat. A geotermikus fűtőműveknél a fúrás mélysége, a visszasajtoló kutak száma, a termálvíz agresszivitása, a szükséges termálvezeték hossza egyaránt jelentősen befolyásolja a rendszer kiépítésének költségét. A legkisebb ingadozásra a biomassza kazánok beruházási költségében lehet számítani, jóllehet a hasznosítani kívánt tüzelőanyag függvényében itt is számottevő különbségek lehetnek a fás szárú és lágyszárú biomassza égetésére tervezett kazánok beruházási és üzemeltetési költségében.

4.1. GEOTERMIKUS (TÁV)FŰTŐMŰVEK

A geotermikus költségbecslést két irányból indulva végeztük el. Egyrészt a különböző költségelemekre vonatkozóan alulról építkezve („bottom-up” módon) építettük fel a költségeket. A modellezés során ezt a megközelítést használtuk, mert ez képes figyelembe venni az egyes települések adottságait (mindenekelőtt a termálkút várható mélységét), valamint azt a tényt, hogy miközben a geotermikus fűtőmű kívánatos kapacitása (MW_{th}-ban kifejezve) erősen függ a kielégíthető hőkereslettől, a rendszer kiépítésének (elsősorban a kútfúrásnak) a költségei jóval kevésbé függenek ettől.

Másrészt már megvalósult projektek teljes költségadatai és általunk megkérdezett szakértők friss teljes projektköltségre (és fajlagos projektköltségre) vonatkozó becslései alapján készítettünk „top-down” becsléseket is, és ellenőriztük, hogy az egyes költségelemek összegeként adódó teljes beruházási költség (és ebből kalkulált fajlagos beruházási költség) mennyire esik egybe ezekkel a számokkal.

Mindkét becsléshez használtunk hazai és nemzetközi szakirodalmi adatokat, korábbi tényleges beruházásokból származó költség adatokat (itt részben a tényleges beruházóktól kapott korábbi és aktuális adatokból dolgoztunk, de ezt kiegészítettük a nyilvánosan elérhető projekt információk begyűjtésével is), melyeket a KSH beruházásiár-indexével hoztunk 2021-es értékre, valamint

beépítettük a szakma legfontosabb hazai képviselőivel készített interjúkon elhangzottakat, illetve a tőlük bekért becsléseket is.

A költségelemenkénti becsléshez első lépésként megállapítottuk a legfontosabb költségkategóriákat. Ezek a következők:

- kutatás, előkészületek, biztosítás
- kútfúrás (beleértve a kútgépészetet is)
- egyéb gépészet, hőközpontok
- vezetéképítés (ennek költségbecslését egy külön alfejezetben mutatjuk be részletesebben)

A vezetéképítés költségét elkülönítettük, és a másik három kategória esetén meghatároztuk, hogy az egyes költségtételek a teljes költségből nagyjából mekkora arányt képviselnek. A szakirodalomban, illetve az általunk megismert tényleges projektköltségek esetén sokszor más és más költségkategóriákat, bontást használnak, és az egyes projektek között meglehetősen nagy a szórás. Ezért nem bontottuk a fentieknél tovább a kategóriákat, ez a három nagy kategória lefedi a geotermikus projektek különböző szakirodalmakban említett legfontosabb költségelemeit.

5. táblázat: A geotermikus projektek legfontosabb költségkategóriái, és ezek aránya a teljes beruházási költségből

Kutatás, előkészületek, biztosítás	15%
Kútfúrás (kútgépészetrel együtt)	77,5%
Egyéb gépészet, hőközpontok	7,5%

A kútfúrasi (és kútgépészeti) költségekre vonatkozóan megvalósíthatósági tanulmányok és közbeszerzési ajánlatok adatai mellett hazai szakértők becsléseit is felhasználtuk, a kapott információk meglehetősen közel estek egymáshoz. Mindezek alapján egy fajlagos méterenkénti kútfúrasi költség használatát találtuk a legpontosabbnak, ez 0,3 mFt/m-nek (300 MFt/km) adódott.

A korábbi költségadatokból és a szakirodalomból a kúthoz kapcsolódó költségekre állt rendelkezésre a legpontosabb becslésünk, a további költségkategóriák esetén elsősorban a teljes költségekből rájuk eső hányadot tudtuk kellő pontossággal megbecsülni. Ezért minden település esetén a kútfúrasi és kútgépészeti költségek becslésével kezdtünk, majd ebből arányosítva számítottuk ki a további költségelemeket (kutatás, előkészítés, biztosítás, gépészet), és ezek összegeként adódik a geotermikus fűtőmű kiépítésének teljes beruházási költsége. Végül ehhez hozzáadhatjuk a kitermelő és visszasajtoló kutak közötti ún. termálvezeték kiépítésének költségét, mint a geotermális beruházás technológia-specifikus (más távhőtermelési technológiák esetében nem jelentkező) költségelemét. Ez utóbbi költségelem hovatartozása ugyanakkor vitatható: nem egyértelmű, hogy ez a geotermikus fűtőmű beruházási költségéhez, vagy a távhőhálózat beruházási költségéhez sorolandó.

A termálvezeték kiépítésének költségének kezelése a geotermikus rendszerek esetében sajátos kérdés. A távhőhálózatok beruházási költségét rendszerint a távhőtermeléstől elkülönülő költségelemként kezeljük, melynek értékét a vezetékfektetés fajlagos költsége (Ft/m), és a -távhőfogyasztók lokációja alapján adódó- hálózathossz (m) szorzata határozza meg. A geotermikus rendszer esetében azonban a kitermelő és visszasajtoló kutak közötti termálvezeték kiépítése mindenképpen szükséges, függetlenül az épületek ellátását szolgáló távhővezetékétől. A kutak elhelyezését és az azokat összekötő vezetékét a beruházók persze igyekeznek a távhőrendszerre csatlakozó fogyasztók elhelyezkedéséhez igazítani, optimális esetben (nem túl agresszív termálvíz esetében) maga a termálvezeték képezi a

távhővezeték. Kevésbé ideális esetben, amikor a termásvíz kémiai összetétele miatt nem javallott a „nyersvíz” közvetlen betáplálása a távfűtőhálózatba, elkülönül egymástól a termálvezeték (mely a kitermelt -és visszahűtött- termásvíz visszasajtoló kútba történő szállítására szolgál) és az egyes épületeket összekötő távhővezeték, melynek tiszta vizét a meleg termásvíz egy központi hőcserélőn keresztül melegíti fel. Ebből kifolyólag esetenként változó, hogy a termálvezeték mennyiben tekinthető a távhővezeték től független (addicionális költséget okozó) elemnek, és mennyiben a távhővezeték részének.

Az üzemeltetési és karbantartási (O&M) költségek esetén a szakirodalom és az interjúkon megkérdezett szakértők a teljes (vezetéképítés nélkül értendő) beruházási költséget tekintették kiinduló pontnak, vagyis jellemzően ennek adott százalékában határozták meg az O&M költségeket, és azt nem bontották meg fix és változó költségelemre. Ritkább esetben Ft/GJ alapú fajlagos üzemeltetési költségekkel találkoztunk, de jellemzőbb volt az éves szinten fix értéként, többnyire a tőkeköltségek (CAPEX) százalékában meghatározott érték. A továbbiakban tehát az O&M költségeket nem bontjuk meg fix és változó elemekre, hanem a teljes O&M-re teszünk becslést, ami a források alapján a CAPEX 6%-ának adódott.

A top-down megközelítés esetén a korábbi projektek teljes és fajlagos költségeit 2021-es értékre hoztuk. A kapott, illetve egyéb forrásokból felkutatott adatokat a forrásaink szerint csoportosítottuk, így egyes esetekben 20-25 projekt adatait átlagoltuk, máshol csak néhány projektét, vagy csak az egyetlen elérhető értéket használtuk. Így azonban az egyes kategóriákba tartozó projektek adatai konzisztensek voltak, azokból értelmesen tudtunk átlagokat képezni. A következő táblázat (az adatok rendelkezésre állásától függően) a fajlagos és/vagy a teljes projektköltségek átlagos értékeit, illetve zárójelben az adott kategória esetén a minimum és maximum értékeket foglalja össze.

6. táblázat: Fajlagos és teljes projektköltségek a top-down megközelítés alapján, források szerint csoportosítva

	Fajlagos költség (mFt/MW)	Teljes költség (mFt)
1. kategória	478 (126-1128)	778 (197-1968)
2. kategória	414 (292-590)	-
3. kategória	-	946
4. kategória	-	615 (337-994)
5. kategória	450	-

A modellezett településekre elvégzett költség számítás mellett egy „elméleti”, tipikus kistelepülési rendszer költségeit is megbecsültük. Ezt vetettük össze első lépésként a fenti top-down becslésekkel. A költségbecsléskor feltételeztük, hogy egy kitermelő és egy visszasajtoló kútból álló kútpár megfúrására kerül sor, 1200 méter mélységben. A kitermelő kút kapacitását (melyet a kitermelt víz hőmérséklete és a vízhozam határoz meg) 2 MW-ra, a kitermelő kúttól a fogyasztókon keresztül a visszasajtoló kútig terjedő távhőhálózat hosszát pedig 3 km-re becsültük.

7. táblázat: Elméleti geotermikus rendszer legfontosabb adatai a költségbecslés ellenőrzéséhez

Kutak száma (db)	2
Feltételezett kútmélység (m)	1200
Feltételezett vezeték hossz (km)	3
Feltételezett kapacitás (MW _{th})	2

A fenti paraméterek alapján egy hozzávetőleges 2 MW-os geotermikus rendszer kiépítésének a költsége 929 mFt, távhálózattal együtt 1379 mFt. A fajlagos beruházási költségre a fentiek alapján azt feltételeztük, hogy kutak elhelyezkedésétől, mélységétől, a termálvíz összetételétől, és az ellátandó fogyasztók elhelyezkedésétől, a távhővezeték és a termálvezeték viszonyától függően 450-700 mFt/MW_{th} tartományban mozognak. A teljes CAPEX 6%-aként meghatározott üzemeltetési (O&M) költségek nagyjából évente 14 mFt/MW-t tesznek ki. Ezen költségek tetemes részét teszik ki az áramköltségek, ezért az O&M költség a 2022 és 2023 években tapasztalt áramár-környezetben biztosan magasabb érték lenne ennél. Jelen esetben feltételezzük, hogy egy most induló beruházás esetén a megvalósítás idejét figyelembe véve egy normalizálódó, a krízis előtti évek adataihoz közelebbi áramárakkal szembesülnek majd az üzemeltetők.

8. táblázat: Geotermikus fűtőmű beruházási és üzemeltetési költségeire vonatkozó becslés (mFt)

Beruházási költség (termálhálózat nélkül)	929
Teljes beruházási költség - termálhálózattal (mFt)	1380
Fajlagos beruházási költség (mFt/MW)	450-700
Üzemeltetési költségek (mFt/MW)	14

4.2. BIOMASSZA FŰTŐMŰVEK

Mivel jelen tanulmány fókuszában az 5-15 ezer fős magyarországi települések vannak, ezért relatíve kis beépített termelői kapacitást (1-3 MW_{th}) igénylő távhőrendszerek megvalósíthatóságát tanulmányozzuk a biomassza tüzelés esetében is. Ahogy azt az fentebb kifejtettük, a megvalósítható technológiák közül csak a fűtőművekkel foglalkozunk, a kapcsolt fűtőerőműveket azok jellemzően nagyobb üzemmérete miatt nem vizsgáltuk.

A költségbecslés során támaszkodunk szakirodalmi adatokra is, de nagyobb súllyal vesszük figyelembe a megvalósult hazai biomassza projektekről megismerhető információkat. A költségbecslési módszertan előzetes eredményei alapján a kazánépítés az egyik legnagyobb költségtétel egy fűtőmű létesítése esetén, így a konkrét projektek megvizsgálásán túl kazánokat gyártó és értékesítő piaci szereplőkkel is interjút készítettünk, az általuk megismertetett beruházási költségeket szintén beépítettük a becslésbe. Az alábbi táblázat mutatja a beruházási költségbecsléshez használt összes inputadatot.

9. táblázat: Biomassza fűtőművek beruházási költségbecsléséhez felhasznált inputadatok

biomassza távhő-termelő névleges kapacitása, MW		adat év	CAPEX, MHUF/MW Eredeti adat	CAPEX, MHUF/MW	adat forrása
1,5	csak fűtőmű	2019	314	368,74	Garai Zsolt, www.polytechnik.com
3	csak fűtőmű	2019	196	230,28	Garai Zsolt, www.polytechnik.com
5	csak fűtőmű	2019	166	195,31	Garai Zsolt, www.polytechnik.com
10	csak fűtőmű	2019	145	170,83	Garai Zsolt, www.polytechnik.com
15	csak fűtőmű	2019	134	157,02	Garai Zsolt, www.polytechnik.com
1	csak fűtőmű	2013	200,00	286,65	IEA ETSAP (2013)
0,35	csak fűtőmű	2012	180,105	261,24	IEA Technology Roadmaps (2012) - Bioenergy, 2nd ed.,
1,5	csak fűtőmű	2012	123,822	179,60	IEA Technology Roadmaps (2012) - Bioenergy, 2nd ed.,
5,0	csak fűtőmű	2012	130,675	189,54	IEA Technology Roadmaps (2012) - Bioenergy, 2nd ed.,
3+5	csak fűtőmű	2016	113,61	155,71	Magyar előtanulmányok - Szombathely
10	csak fűtőmű	2016	93,00	127,46	Magyar előtanulmányok - Szombathely
10	csak fűtőmű	2016	94,60	129,66	Magyar előtanulmányok - Szombathely
3+5	csak fűtőmű	2016	103,43	141,75	Magyar előtanulmányok - Szombathely
8	csak fűtőmű	2016	108,61	148,86	Magyar előtanulmányok - Szombathely
1,3	csak fűtőmű	2018	192	240,25	Megvalósult magyar projektek - Tamási
1,5	fűtőmű+hálózat	2011	145	214,84	Megvalósult magyar projektek - Gyömrő
0,9	fűtőmű+hálózat	2012	178	257,86	Megvalósult magyar projektek - Gödöllő
3	csak fűtőmű	2012	260	377,12	Megvalósult magyar projektek - Miskolc
15	csak fűtőmű	2022	220	220,45	Megvalósult magyar projektek - Kaposvár
nem meghatározott	csak fűtőmű	2022	267	267,00	Szakértői számok - Orbán Tibor

A felsorolt adatok alapján számított átlagos beruházási költség becslés értéke 216,01 millió forint/MW, ha minden adatforrást azonos súllyal veszünk figyelembe. A tanulmány fókuszában azonban ezen a mintán belül is inkább a kisebb fűtőműveket érinti, így a modellezésben egy olyan értékkel számolunk, melyben az 5 MW_{th} feletti példák kisebb súllyal jelennek meg, továbbá a számos projekt ismeretére épülő szakértői becsléseknek nagyobb súlyt adtunk. Az általunk becslés beruházási költség így 250 millió forint/MW_{th}.

A beruházási költség fedezi az előkészületek és tervezés költségeit, a gépészetet és kazánépítést (szivattyúk, hamuleválasztó, csiga, kémény), illetve az épület, kerítés és további építőmunkálatok költségét. Egy kisebb fűtőmű, mint például Tamási község esetében a gépészet és a kazán teszi ki a költségek több mint 2/3 részét, az építés 1/5 rész körül mozog míg az előkészületek és tervezés 5% alatt van.

Az üzemeltetési költségek esetében a magyar előtanulmányok részletes adataira támaszkodtunk. Figyelembe vettük fix működési költségeket (fix O&M), mint munkabér, karbantartás, biztosítás, pótló beruházások; illetve változó működési költségeket (változó O&M), ami a tüzelőanyag kívüli egyéb energiahordozók költsége, hamu elszállítás és további segédanyagok költsége. A tűzifa ár, mint tüzelőanyagköltség, melyet jelen esetben a faaprítékra vonatkoztatva 3000 Ft/GJ-nak becslünk, ezen felül értendő.

A modellezésben használt eredmények a fentieknek megfelelően az alábbi táblázatban láthatók 2021-re indexálva.

10. táblázat: Biomassza fűtőművek becsült beruházási és működési költségei

Beruházási költség (mFt/MW)	Fix O&M (mFt/MW/év)	Változó O&M (mFt/MWh)*	Tüzelőanyag (Ft/MWh)*
250	5,2	0,0005	833

*A változó O&M és a tüzelőanyagköltségeket a bevitt tüzelőanyag (faapríték) energiatartamára vetítjük (a megtermelt hő energiatartamára vonatkozó értékeket a biomasszakázán hatásfokával korrigálva számítjuk ki)

4.3. HŐSZIVATTYÚK

A távhőrendszerekben alkalmazott nagyméretű hőszivattyúk kevésbé standardizált berendezések, beruházási költségük jelentős mértékben függ a rendelkezésre álló hőforrás jellemzőitől (legfőképp annak hőfokától) és a távhőrendszer paramétereitől. A nagyméretű hőszivattyúkat a gyártók rendszerint a távhőrendszer üzemeltetőjével szorosan együttműködve, a berendezések tervezett használatához igazítva, „testreszabottan” tervezik⁵⁵, ráadásul az így legyártott hőszivattyú rendszerbe illesztése számos egyéb munkát elvégzését igényli. A teljes beruházási költségeknek általában csak 40-54%-át képezi magának a berendezésnek az ára, a többi költségelem az építés (9-18%), villamosenergia csatlakoztatás, illetve a hőszivattyú által hasznosított hőforrás (pl. talajhő) elérhetővé tételét célzó költségekből tevődik össze.⁵⁶

A hőszivattyúval történő távhőtermelés költségszintje (LCOH – Levelized Cost of Heating) azonban kevésbé érzékeny a beruházási költség változására, mint a hatásfokra (COP) és a villamosenergia-árra. A berendezés hatásfoka elsősorban a hőszivattyú által felhasznált hőforrás hőmérsékletétől, a távhőrendszer által igényelt előremenő víz hőmérsékletétől, illetve a hőszivattyú által „megugrandó” hőmérsékletlépcsőtől függ.

Bossmann et al. (2018) a nagyméretű (távhőtermelésben alkalmazható, a tanulmányban átlagosan 11 MW_{th} teljesítménnyel rendelkező) hőszivattyúk beruházási költségét 0,7 M€/MW_{th}-ra teszi.⁵⁷ (COP: 3,5 – Table 2: Overview of technical parameters for large-scale heating technologies. Source: Grosse, Christopher, Stefan, Geyer, Robbi, 2017)

A dán energiaügynökség tanulmányait idézve Pieper et al. (2018) szerint az ügynökség 2014-es beruházási költségbecslése 0,5-0,8 M€/MW_{th}, 2017-es becslésük 0,8-1,1 M€/MW_{th} szintre tette az ipari méretű hőszivattyúk beruházási költségét.⁵⁸ Pieper saját kutatásában a hőszivattyúk beruházási

⁵⁵ Egy 2019-es tanulmány az ipari méretű hőszivattyúkra vonatkozóan a következőképp fogalmaz: „the devices are designed by the respective manufacturer in cooperation with the network operator for the specific application.” (Heat Pumps in District Heating and Cooling Systems; Technology Collaboration Programme on Heat Pumping Technologies (HPT TCP) 2019, p.35)

⁵⁶ Henrik Pieper et al. (2018): Allocation of investment costs for large-scale heat pumps supplying district heating, p.365

⁵⁷ Tobias Bossmann et al. (2018): Cost efficient district heating development (METIS Studies, Study S9)

⁵⁸ Henrik Pieper et al. (2018): Allocation of investment costs for large-scale heat pumps supplying district heating

költségét a felhasznált hőforrás fajtája (különböző környezeti vagy hulladék hőforrások) és a hőszivattyú teljesítménye szerint differenciálva becsüli meg.

11. táblázat: Különböző hőforrásokat hasznosító és különböző hőtermelő kapacitással rendelkező hőszivattyúk fajlagos beruházási költsége (M€/ MW_{th})

Beépített kapacitás (MW _{th})	Füstgáz	Szennyvíz	Hulladék hő	Talajvíz	Levegő
0,5 - 1	0,53 – 0,63	1,91 – 1,23	0,97 – 1,3	1,18 – 1,72	0,90 – 1,12
1 – 4	0,46 – 0,53	0,72 – 1,23	0,72 – 0,97	0,77 – 1,18	0,73 – 0,90
4 - 10	0,44 – 0,46	0,46 – 0,53	0,67 – 0,72	0,69 – 0,77	0,70 – 0,73

Forrás: Henrik Pieper et al. (2018): Allocation of investment costs for large-scale heat pumps supplying district heating

Az egyes hőtermelési technológiák beruházási és üzemeltetési költségeiről a dán energiaügynökség rendszeresen közzétett táblázatokban szereplő adatok elég komoly szórást tartalmaznak. A „Technology Data for power and heat production plants” a távhőrendszerekben telepíthető 1 MW-os hőszivattyúk beruházási költségét 1,24-1,43 M€/MW_{th}-ra tette.⁵⁹

12. táblázat: Különböző hőforrásokat (levegő, hulladék hő, talajvíz) hasznosító és különböző hőtermelő kapacitással (MW_{th}) rendelkező hőszivattyúk hatásfoka (COP) és fajlagos beruházási költsége (M€/ MW_{th})*

	MW _{th}	M€/MW _{th}	COP
Air source	1	1,43	2,9
	3	0,95	3,4
	10	0,86	3,8
Excess heat	1	1,24	4,1
	3	0,86	4,5
	10	0,67	5,1

	MW _{th}	M€/MW _{th}	COP
Air to water	0,32	0,69	2,9
	0,16	0,77	2,75
Ground water	0,32	0,64	3,2
	0,16	0,73	2,9

* Forrás: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and>; <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-individual-heating-plants>

Ezzel szemben a kisebb méretű fűtőberendezések költségeit felmérő „Technology Data for Heating installations” a nagyobb épületek fűtésére alkalmas 320 kW-os hőszivattyúkra a fentieknél sokkal alacsonyabb, mindössze 0,64-0,69 M€/MW_{th} becslést adott. A becslések mindkét esetben a teljes, vagyis a berendezés és a telepítéskor szükséges építési munkálatokat is magába foglaló beruházási költségre vonatkoznak.

Fontos megjegyezni, hogy a hőszivattyúk beruházási költsége nem csupán a berendezés méretétől és típusától (illetve a felhasznált hőközegtől) függ, hanem a berendezés által előállított hőfoktól: a magasabb hőmérsékletűre melegített víz esetében a hőszivattyú összetevőit magasabb nyomás elviselésére kell tervezni, ami azok árát is megnöveli. A fenti gyűjtés szerint amennyiben a távhőrendszer az alából feltételezett 70°C -os előremenő hőmérséklet helyett 80°C-os előremenő vízhőfokot követel meg, az a hőszivattyú beruházási költségét 15%-kal növeli.

Az IRENA 2022-es jelentése különböző európai országok háztartási méretű (0-30 kW közötti mérettartományban lévő) hőszivattyúk beruházási költségeit vizsgálta az elmúlt 5 év adatai alapján.

⁵⁹ <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-individual-heating-plants>

Az adatokból világosan kirajzolódik a fokozatos hatékonyságjavulás (5 ével alatt számottevően csökkentek a költségszintek), illetve a méretgazdaságosság (a nagyobb rendszerek fajlagosan olcsóbbak). A 2018-as és 2019-es adatok szerint a 10 kW feletti levegő-víz hőszivattyúk esetében a beruházási költségek zömmel a 800-1300 \$/kW tartományban mozogtak, míg a hasonló méretű talajhőszivattyúk költségszintje 1500 \$/kW körül mozgott. Fontos megjegyezni, hogy a háztartási piacon nagyobbak minősülő 20 kW feletti rendszerekből meglehetősen kevés épült, ami az adatok reprezentativitását némileg csökkenti.

13. táblázat: Lakossági hőszivattyúk beruházási költsége egyes európai országokban

Ország	Típus	Teljesítmény (kW)	Beruházási kgt (\$/kW)
Franciaország	Air-water	10-12 kW	1313
Franciaország	Ground-source	10-12 kW	1543-1729
UK	Air source	16-25 kW	800-1300
UK	Air source	21-25 kW	1000
UK	Ground source	26-30 kW	1500
UK	Water or ground source	100 kW felett	1276
Olaszország	Air to water	200-500 kW	420-450
Németország	Air to water	25-30 kW	800-1500

Forrás: IRENA (2022): Renewable solutions in end-uses: Heat pump costs and markets

A dán energiaügynökség távhőrendszerekben üzemeltetett hőpumpákkal foglalkozó tanulmánya a nagyméretű (250 kW és 2 MW közötti mérettartományban elhelyezkedő) hőszivattyúk feltételezett beruházási költségét valamennyi vizsgált típusra 1 M€/MW_{th}-ra teszi (a tanulmányban szereplő 7,5 Mkr/MW beruházási költség 0,134 EUR/DKK árfolyamon átváltva). Az üzemeltetési költségek ugyanakkor a típusoként (illetve a felhasznált hőforrás hőmérsékletétől függően) eltérőek: a levegős típusra 3,8-as, a talajvizes típusra 4-es, a hulladékhőt hasznosító hőszivattyúra 5-ös COP-ot feltételeznek, ami az egyes típusok villamosenergia-fogyasztásában 30-40%-os különbséget eredményez.⁶⁰

AZ IEA hőszivattyú technológiai programja (HPT) keretében készített tanulmány 2 MW alatti ipari méretű (távhőrendszerbe integrált) hőszivattyúk beruházási költségeire vonatkozó gyűjtése a vizsgált berendezések 80%-a esetében 0,25-1 M€/MW_{th} közötti beruházási költségeket állapított meg. Az alkalmazott technológia és hőforrások tekintetében a minta jelentős szórást tartalmazhat. A tanulmány mintaberuházásában 40°C-os hulladékhőre alapozott, 520 kW-os, COP 5-ös hőszivattyú fajlagos beruházási költségét 0,7 M€/MW_{th}-ra tette.⁶¹

A Nagyatádon 2016-ban kivitelezett, a termálfürdő elfolyó vizére alapozott hőszivattyús rendszer 2021-es értékre inflált beruházási költsége a külföldi szakirodalomban szereplő becslési tartomány alacsonyabb részére esik 0,7 M€/MW_{th} fajlagos beruházási értékkel.

A dán beruházási költségbecslések jelentős mértékű szórása részben az egyes technológiák objektív eltéréseivel magyarázható. A nagy különbségek mindazonáltal a rendelkezésünkre álló információkkal nem magyarázhatóak meg teljes mértékben. További nehézséget okoz a jövőbeni projektek várható beruházási költségeinek becslésében, hogy a hőszivattyús technológiában több

⁶⁰ Drejebog til store varmepumpeprojekter i fjernvarmesystemet, December 2017, Guidebook for large heat pump projects in the district heating system

⁶¹ Industrial Heat Pumps, Second Phase, IEA Heat Pump Technology (HPT) Programme Annex 48. Task 1: Danish Report

tanulmány a jövőben felfutó gyártási kapacitásoknak is köszönhetően számottevő költségcsökkentést prognosztizál, ami részben vagy egészben ellensúlyozza a beruházási költségek folyamatos inflálódását. Ezért a potenciálvizsgálat során használatos beruházási értékekre egy általunk legjobb becslési tartománynak tekinthető 0,7-1 M€/MW_{th} közötti sávot adunk meg.

14. táblázat: Hőszivattyúk becsült beruházási és üzemeltetési költsége

Kapacitás	Beruházási költség (M€/MW _{th})	Fix O&M (€/MW/év)	Változó O&M (€/MWh)	COP
200 kW – 5 MW	0,7-1,0	2000	2,19-2,69	3,0-4,0

4.4. NAPKOLLEKTOROK

A napkollektorok telepítési és működési költségének meghatározása érdekében a szakirodalom áttekintése után Trier és szerzőtársai 2018-ban megjelent [‘Solar District Heating Trends and Possibilities’](#) című átfogó tanulmányát vettük kiindulási alapnak. A tanulmány elsősorban a Dániában megépült nagy számú települési távfűtési rendszerek hőellátását részben biztosító nagyméretű napkollektoros rendszerek adataiból indul ki, és a következő kutatási kérdésekre fókuszál:

- Melyek a kiépült napkollektoros távfűtési rendszerek főbb jellemzői?
- Megvalósítható a dán példához hasonló méretű elterjedése a napkollektoros távfűtési rendszereknek más európai országokban is?

A több, mint 100 dán napkollektoros távhőrendszert vizsgáló kutatás alapján a tipikus dán rendszer a következő paraméterekkel rendelkezik:

- A napkollektorok összfelülete az 5000-15000 m² közötti tartományba esik;
- A napkollektorok fajlagos éves hőtermelése körülbelül 400 kWh/m²;
- Az átlagos beruházási igény 1,3-3 millió euró között van
- A beruházási költséget hosszú lejáratú, alacsony kamatozású hitelből finanszírozzák (pl. 20-25 év, 2-3 % kamat);
- A napkollektoros rendszer a teljes távhőrendszer hőigényének 20 %-át fedezi
- Általában 4000 fő körüli lakossal rendelkező kisvárosok hőigényét látja el
- A napkollektorpark a távhőrendszer 200 méteres környezetében található

Ezek alapján a kutatás eredményei fontos inputot szolgáltathatnak a hazai rendszerek költségbecsléséhez is.

A tanulmány nemzetközi elemzése alapján a magyarországi napkollektoros távhő-potenciál jelentős, becslésük alapján Románia és Bulgária után a harmadik legkedvezőbb ár mellett valósíthatóak meg Magyarországon ilyen beruházások.

A tanulmányt azért választottuk kiindulási alapnak, mert a napkollektoros távhőrendszerek gazdasági értékelése során az egyes költségelemekre a több, mint 100 dán rendszer adataira becslőfüggvényeket illeszt, majd az így meghatározott egyenletek felhasználásával olyan általános költségbecslési keretrendszert biztosít, amelyben a paraméterek változtatásával az adott távhőrendszer alapadataira (például: hőigény, a napkollektorok rendszertől vett távolsága) építve egyénileg meghatározható az adott rendszer beruházási és működési költsége. A szerzők az egyes költségelemekhez tartozó egyenleteket a tanulmányban publikálták így azok egy számolótábla segítségével reprodukálhatók és

paraméterezhetők, így a létrehozott számoló tábla segítségével az adott rendszer igényeihez igazítható a költségbe cslés. Célunk tehát az volt, hogy a meghatározott költség-egyenleteket egy könnyen paraméterezhető számoló táblában előállítsuk.

A tanulmány egyenleteinek alkalmazásának további előnye, hogy így egy lényegesen több adatpontot tartalmazó adatbázis információira építkezhetünk, és nem egy-egy már megvalósított projekt alapadataira.

A következőkben egy olyan 20 000 GJ éves hőigényű távhőrendszer értékei segítségével mutatjuk meg a költségkalkuláció főbb paramétereit, amely esetén a szükséges hő 20%-a a napkollektormezőből származik. Számoló táblánkban a tanulmány alapján a következő főbb költségelemeket különböztettük meg:

- 1. Napkollektormező beruházási költsége:** a napkollektormező beruházási költségének meghatározása során a számítás első lépéseként szükséges meghatározni a távhőrendszer éves hőigényét, valamint azt, hogy ennek mekkora része kell, hogy a napkollektorokból származzon. A napkollektorból származó szükséges nettó és bruttó hőigény meghatározása után meghatározható a napkollektormező mérete, illetve az ahhoz szükséges földterület. Ezt az értéket és a napkollektormező m²-re vetített fajlagos költsége segítségével meghatározható az mezőhöz tartozó beruházási költség.

15. táblázat: Napkollektor park beruházási költsége

Napkollektormező	Mértékegység	Érték	Megjegyzés
Éves hőigény	MWh	5 556	Választható érték (a példában 20 000 GJ)
Napkollektorból származó hő aránya	%	20%	Választható érték (20%)
Napkollektorból származó hő szükséges mennyisége (nettó)	MWh/év	1111,1	Kalkulált érték a tanulmány egyenlete alapján
Napkollektorból származó hő szükséges mennyisége (bruttó)	MWh/év	1135	Kalkulált érték a tanulmány egyenlete alapján
„Chor to yield” mutató	%	40%	Az eredeti tanulmány által használt érték. A paraméter értéke függ a többek között a napsugárzás mértékétől, a szélességi foktól és kollektor típusától. Annak arányát mutatja, hogy a napsugárzás során keletkező energia mekkora aránya kerülhet be végül a távhőrendszerbe.
„Yearly horizontal solar radiation”	kwh/m ² *év	1260	Országspecifikus érték, forrás: European Joint Research Center
A szükséges hőmennyiséghez kapcsolódó kollektor-terület	m ²	2252	Kalkulált érték a tanulmány egyenlete alapján
A szükséges kollektor-területhez kapcsolódó földterület aránya	%	350%	Az eredeti tanulmány által használt érték: 1 m ² napkollektor telepítéséhez mekkora földterület szükséges.
A szükséges kollektor-területhez kapcsolódó földterület mérete	m ²	7882	Kalkulált érték a tanulmány egyenlete alapján

Napkollektormező változó CAPEX	EUR/m ² *m ²	654 856	Tartalmazza: • Napkollektor panelek • Installálás, csövek beszerelése • Fő rendszer elemek, mint például hőcserélő és szivattyúk • Egyszerű CRS-rendszer (ellenőrzés, szabályozás és felügyelet)
Napkollektormező fix CAPEX	EUR	50 000	Az eredeti tanulmány által használt érték
Napkollektormező CAPEX összesen	EUR	704 856	A becslés eredménye

2. **Hőenergia-tároló egység beruházási költsége:** A tároló berendezés esetében a kulcskérdés a napkollektorból származó hő aránya, ugyanis magasabb arány esetén megjelenhet a szezonális tárolás szükségessége, amely jelentősen növelheti a beruházási költségeket. A tároló szükséges méretének meghatározása után a tároló típusa dönti el a fajlagos beruházási költségeket, a számítás során a tárolási veszteség is figyelembevételre kerül.

16. táblázat: Napkollektor parkhoz kapcsolódó hőenergia tároló beruházási költsége

Hőenergia tároló egység	Mértékegység	Érték	Megjegyzés
Tároló kapacitás szükséges mérete	m ³ /m ²	0,2	Kalkulált érték a tanulmány egyenlete alapján: értéke jelentősen nő 30% vagy afölötti kollektorokból származó hőarány esetén, mivel 30% alatt csak napi/napon belül hőenergia tárolási kapacitással kell kalkulálni, míg 30% fölött megjelenik a szezonális tárolás szükségessége.
Tároló kapacitás tényleges mérete	m ³	450	Kalkulált érték
Szezonális tároló szükséges?	igen/nem	nem	
Tárolási veszteség	%	2%	Az eredeti tanulmány által használt érték
Tárolási veszteség évente	MWh	22,2	Kalkulált érték a tanulmány egyenlete alapján
Tároló típusa	acéltartály (TTES) /vízgödör (PTES)	TTES	Választható paraméter
Fajlagos tároló CAPEX (TTES)	EUR/m ³	361	Az eredeti tanulmány által használt érték
Fajlagos tároló CAPEX (PTES)	EUR/m ³	239,8	Az eredeti tanulmány által használt érték
Tároló CAPEX összesen	EUR	162 747	A becslés eredménye

3. **A napkollektormező és a távhőhálózat közötti vezeték beruházási költsége:** A vezetékhez tartozó beruházási költség meghatározásához szükséges számszerűsíteni annak tervezett hosszát (választható érték). A tanulmány alapján a napkollektormező kalkulált csúcsteljesítménye alapján meghatározható a vezeték átmérője, amelyhez a megfelelő fajlagos méterre vetített beruházási költség társítható, amely felhasználásával meghatározható a vezetékhez tartozó teljes beruházási költség.

17. táblázat: Napkollektor park bekötő vezetékének beruházási költsége

Vezeték	Mértékegység	Érték	Megjegyzés
Vezeték hossza	m	200	Választható érték, általában 200-1000 m közötti
Napkollektorok csúcsteljesítménye	MW/m ²	0,0007	Az eredeti tanulmány által használt érték
Napkollektormező csúcsteljesítménye	MW	1,6	Kalkulált érték a tanulmány egyenlete alapján
Vezeték átmérője	mm	62,2	Kalkulált érték a tanulmány egyenlete alapján
Fajlagos vezeték CAPEX	EUR/m	293,4	Az eredeti tanulmány által használt érték
Vezeték kedvezmény	%	0,3	Az eredeti tanulmány által használt érték, választható paraméter
Fajlagos hővesztesség	%	0,15%	Saját egyszerűsített becslőfüggvény a tanulmány számításai alapján
Hővesztesség	MWh	1,6	Kalkulált érték a tanulmány egyenlete alapján
Vezeték CAPEX	EUR	58 679	A becslés eredménye

4. **Földvásárlás beruházási költsége:** a napkollektor telepítéséhez szükséges földvásárlás esetén érdemes lehet az adott projekt esetében becsült fajlagos hektáronként értékkel kalkulálni, a földterület szükséges mérete a napkollektor beruházási költségeinél kerül számszerűsítésre.

18. táblázat: Földterület megvásárlásának költsége

Földvásárlás	Mértékegység	Érték	Megjegyzés
Szükséges földterület	ha	0,79	Kalkulált érték a tanulmány egyenlete alapján
Földterület fajlagos ára	EUR/ha	5000	Országspecifikus érték, projektenként változtatható
Földterület CAPEX	EUR	3 941	A becslés eredménye

5. **Működési költségek:** A működési költségek a napkollektormezők esetében a beruházási költségekhez képest igen alacsonyak, a számítás során figyelembevételre került a vízpumpálás energiaigénye, valamint a beépítettünk egy a vezeték és a napkollektormező beruházási költségéhez kapcsolt 0,5%-os addicionális működési költséget, amely adott esetben fedezheti az esetleges meghibásodások, plusz karbantartás költségét, szerepe a teljes költségbecslésben szinte elhanyagolható.

19. táblázat: Napkollektor rendszer működési költségei

Működési költségek	Mértékegység	Érték	Megjegyzés
Kompresszió, vízpumpálás fajlagos energiaigénye	kWh/MWh (napk.)	3	Az eredeti tanulmány által használt érték
Kompresszió, vízpumpálás energiaigénye	MWh/év	3,4	Kalkulált érték a tanulmány egyenlete alapján
Felhasznált villamosenergia ára	EUR/MWh	300	Választható paraméter, a felhasznált energiamennyiség miatt nincs jelentős hatással az eredményekre
Egyéb vízpumpáláshoz köthető fajlagos O&M	EUR/kWh	0,12	Az eredeti tanulmány által használt érték

Egyéb vízpumpáláshoz köthető O&M	EUR	408,59	Kalkulált érték a tanulmány egyenlete alapján
Napkollektor és vezeték működési költsége	%	0,005	Addicionális költségelem szakértői becslés alapján
Élettartam	év	25	Választható paraméter
Működési költség összesen	EUR/év	4 567	A becslés eredménye

Eredmények

A bemutatott paraméterek alapján meghatározott napkollektorrendszer főbb sarokszámait a következő táblázat foglalja össze:

20. táblázat: Napkollektor rendszer összesítő adatai

Főbb paraméterek	Érték
A távhőrendszer éves hőigénye	20 000 GJ
Napkollektorból származó hő aránya	20%
Napkollektorból származó hő szükséges mennyisége (nettó)	1111,1 MWh
Napkollektormező teljes felülete	2252 m ²
A szükséges kollektor-területhez kapcsolódó földterület mérete	7882 m ²
A hőenergia-tároló mérete	450 m ³
Szezonális tárolás szükségessége	nem szükséges
A napkollektormező pillanatnyi csúcsteljesítménye	1,6 MW
Teljes beruházási költség	352 millió forint (926 300 EUR)
Fajlagos beruházási költség	220 millió forint/MW (579 000 EUR/MW)
Működési költség/év	43,4 millió forint (114 200 EUR)
Fajlagos teljes élettartam alatt termelt energiára vetített teljes költség	15 100 forint/MWh (40 EUR/MWh)

A számításokat egy 20 000 GJ/év hőigényű kisvárosi távfűtési rendszerbe beépítésre kerülő 1,6 MW kapacitással rendelkező napkollektor parkra készítettük el. A napkollektor rendszer éves hőtermelése 1111 MWh (4000 GJ), amely a teljes távhőrendszer éves hőigényének 20%-át teszi ki. Ezen energiamennyiség biztosításához a becslés alapján egy 7900 m²-en elhelyezkedő, 2252 m² felületű napkollektor szükséges, amelyhez csak a napi hőenergia tárolására alkalmas tárolóberendezést szükséges biztosítani. Amennyiben a napkollektorokkal a rendszer teljes hőigényének nagyobb hányadát szeretnénk kielégíteni, akkor már szezonális hőtároló kiépítésére lenne szükség, ami aránytalanul megnövelné a beruházási költségeket.

A fenti 1,6 MW-os napkollektor rendszer (napkollektorok, napi tároló és bekötő vezeték) teljes beruházási költsége (380 HUF/EUR árfolyammal kalkulálva) összesen 352 millió forint, ami fajlagosan 220 millió Ft/MW értéket ad. Ennek az összegnek a 76%-a napkollektormezőhöz köthető, 18%-a az energiatároló egységhez, míg 6%-a napkollektorokat a távhőrendszerrel összekötő vezetékhez. A

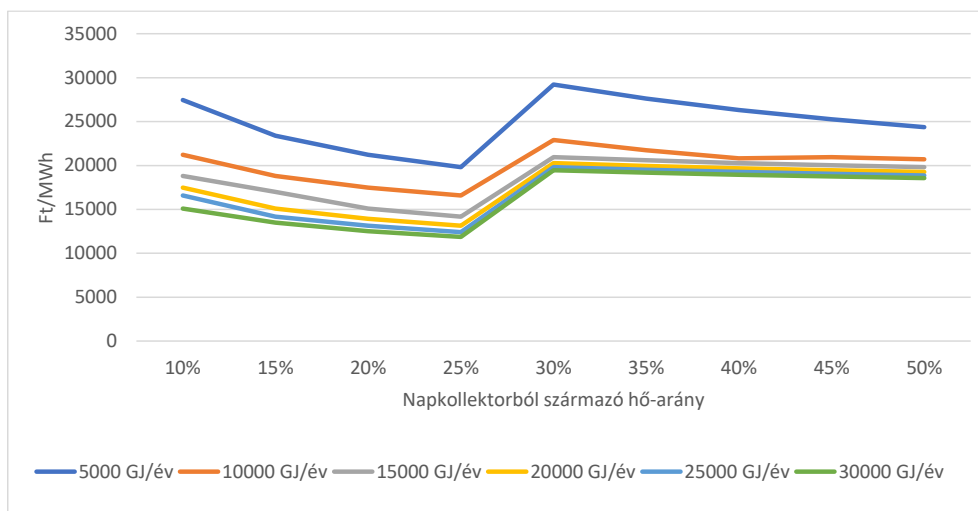
földterülethez tartozó költség elhanyagolható. A költségbecslési modell alapján a napkollektorok teljes élettartama alatt (25 év) összesen 43,4 millió forint működési költséggel kell számolni, ez a beruházási költségekhez viszonyítva alacsony érték.

18. ábra: Napkollektorok költségeinek megoszlása



A példában szereplő rendszer esetén a fajlagos teljes élettartam alatt termelt energiára vetített költség 15 109 forint/MWh, abban az esetben, ha a későbbiekben megtermelt energia és a jövőben felmerülő költségek esetében nem alkalmazunk semmilyen diszkontálási rátát. A következő ábra azt mutatja be, hogy hogyan változik ez a fajlagos, megtermelt energiára vetített költség abban az esetben, ha a távhőrendszer éves energiaigényét, illetve az ahhoz a napkollektorokból származó energiamennyiség arányát változtatjuk. Az ábrán látható, hogy a felállított kalkulációs rendszerben egy bizonyos szintig a méretgazdaság elve érvényesül, a nagyobb energiamennyiséget előállító rendszerek fajlagos költsége alacsonyabb, a különbség azonban a nagyobb rendszerek esetében egyre kisebb. A görbék alakulását jelentősen befolyásolja a napkollektorból származó hő-arány, ugyanis 30% vagy afölötti arány esetén a tárolóhoz kapcsolódó költségtömeg jelentősen megnövekszik, emiatt a fajlagos költségek is megugranak. Az ábra azt is megmutatja, hogy a bemutatott keretrendszerben a napkollektorok fajlagos költségére érdemben hatással lehet az adott rendszer specifikációja, ezért érdemes egy ilyen, jól paramétrezhető számítási módszer segítségével meghatározni azt.

19. ábra: Napkollektor parkok várható termelési költsége a távhőrendszeren belüli hőarányuk függvényében (Ft/MWh)



4.5. TÁVHŐVEZETÉK

A városfűtési ill. távhőrendszerek létesítése két alapvető és magas (több 100 millió forintos) bekerülési értékű infrastrukturális elemből áll: távhőtermelő berendezésekből és távhővezetékekből. A különböző megújuló energiára alapozott hőtermelő létesítmények (biomassza és geotermikus fűtőművek, hőszivattyúk ill. napkollektor parkok) beruházási és működési költségeire vonatkozó becsléseinket a fentiekben (5.1-5.4 alfejezetek) bemutattuk.

A vezetéképítés költségeire vonatkozóan több hazai szakembertől kértünk információkat, valamint több publikusan elérhető, tényleges beruházásokhoz kapcsolódó tényadatot, illetve vonatkozó szakirodalmat gyűjtöttünk össze. Mindezek alapján határoztunk meg egy km-enkénti beruházási költséget, amit aztán a nemzetközi szakirodalomban szereplő értékekkel is összevetettünk ellenőrzésként.

Fontos kiemelni, hogy a vezetékköltségekben jelentős szórás adódik attól függően, hogy mekkora (milyen átmérőjű), milyen fajta (szigetetlen vagy szigetelt) csövet fektetnek, és hogy hova fektetik azt (földbe vagy sem, illetve egy nagyváros belvárosába vagy épp zöldterületre). Az átmérő növelése, a cső szigetelése a csővezeték bekerülési költségét növelik, a városi környezet pedig az építési munkálatok költségét emelik meg (útfelbontások, föld alatti közművezetékek keresztezése). Néhány, elsősorban kisvárosi környezetben tervezett vagy végrehajtott hazai távhőprojekt tényadatai, illetve megvalósíthatósági tanulmányai alapján 94 és 214 millió Ft/km között szóródtak a távhővezetékek fajlagos beruházási költségei. A MaTáSzSz által rendelkezésünkre bocsátott távhővezeték-felújítási költségeket összesítő adatbázis, illetve nemzetközi szakirodalmi adatok ennél magasabb sávban határozzák meg a beruházási költségeket: előbbi 203-293 millió Ft/km, utóbbiak 152-418 millió Ft/km tartományban becsülik a DN100-as és DN150-es távhővezetékek felújításának/kiépítésének költségeit.⁶²

A becsléshez tehát mindezeket figyelembe véve egy reális átlagos értéket kellett meghatározni, ami a kistelepülések esetén leginkább releváns. Így az átmérőre vonatkozóan DN150-es mérettel és

⁶² Sánchez-García, L., Averbalk, H., & Persson, U. (2022). sEnergies special report: Construction costs of new district heating networks in Germany. A jelentés több európai országból származó tényadatokat tartalmaz.

kisvárosi környezettel számoltunk, tekintetbe véve, hogy a befektetők olyan további technológiai megoldásokat fognak választani, ami mellett a vezetéképítés költsége a teljes beruházási költséghez képest ésszerű mértékű marad. Mindezen tényezők figyelembevételével 150 mFt/km-es vezetéképítési költséget határoztunk meg.

21. táblázat: Távhővezetékek beruházási költsége

Távrendszer hossza	Távhővezeték átmérője	Fajlagos beruházási költség (mFt/MW_{th})	Teljes beruházási költség (mFt)
3 – 5 km	DN100-DN150	150	450-750

5. TÁVHŐ POTENCIÁL MODELLEZÉSE

Jelen tanulmány elsődleges célja, hogy felmérést végezzen jó geotermikus adottságokkal rendelkező településeken megvalósítható megújuló alapú távhőrendszerek potenciáljáról: a bevonható hőfogyasztás mértékéről, a szükséges távhőtermelői és hálózati infrastruktúra terjedelméről, a beruházási és üzemeltetési költségek várható szintjéről. A projekt során azt vizsgáljuk, hogy mérsékelt településmérettel (5-15 ezres lakosságszámmal) rendelkező települések milyen megújuló energiaforrásokkal és milyen költségszinten tudnak olyan városfűtési rendszereket létrehozni, melyek jelentős földgázkiváltást eredményeznek.

A potenciálbecslés egy elsődleges szűrőt kíván adni arra vonatkozóan, hogy egy adott településen gazdaságilag indokolt-e megújuló energiaforrásokra alapozott távhőtermelői/városfűtési rendszer kialakítása. Ehhez szükséges feltérképezni a geotermikus potenciállal rendelkező települések körét, valamint megbecsülni az adott településeken elsődlegesen megcélozható, a távhőrendszer bázisát képező horgonyfogyasztók számát és azok hőkeresletét, az elérhető távhőtermelői technológiákat, alkalmazásuk korlátait, valamint a termelői és hálózati infrastruktúra kiépítésének és működtetésének költségszintjét. Ezek tényezők ismeretben kerülhet sor az optimális termelői és hálózati infrastruktúra megtervezésére, illetve a megvalósítható távhőszolgáltatás várható árszintjének kiszámítására.

A fenti megújuló távhőpotenciálbecslést három településre: Nyírbátorra, Kiskunmajsára és Gyomaendrődre készítettük el. Célunk nem a teljes magyarországi távhőpotenciál feltérképezése volt, hanem egy olyan egyszerű módszertan kialakítása, amely lehetőséget nyújt más önkormányzatoknak és befektetőknek, hogy ezen potenciálbecslést kis energiaráfordítással meg tudják ismételni bármely magyarországi település esetében.

5.1. A MODELL FELÉPÍTÉSE

VIZSGÁLT TELEPÜLÉSEK

A vizsgálatra alkalmas településeket a 2014-es GeoDH projekt során összeállított táblázatra alapoztuk, mely táblázatot jelentős mértékben módosítottunk és kiegészítettünk az utóbbi 8 évben lezajlott projektek figyelembevételével. Az alábbi táblázat három kategóriába sorolja a jó geotermális adottságokkal rendelkező településeket: geotermikus városfűtési rendszert üzemeltető településekre, távfűtési infrastruktúrával rendelkező, de geotermikus energiát nem használó településekre, illetve semmilyen távfűtési infrastruktúrával nem rendelkező településekre.

Potenciálbecslést 5-7 településre terveztünk elvégezni, melyek kiválasztásának szempontja elsősorban az volt, hogy viszonylag kedvező geotermikus adottságaik legyenek, de ne rendelkezzenek egységes, geotermikus városfűtési infrastruktúrával. A kiválasztott települések közé azonban bekerült olyan település is, ahol azt vizsgáljuk, hogy mekkora potenciál van a jelenlegi rendszer kibővítésében, és a meglévő infrastruktúrában rejlő előnyök képesek-e ellensúlyozni további hőfogyasztók bevonásával kapcsolatos hátrányokat (hiszen ezen településeken a meglévő rendszert a legkönnyebben elérhető közösségi épületekre alapozták, és további beruházást megalapozó újabb hőfogyasztók összegyűjtése a korlátozott településméretből és épületállományból fakadóan már nehezebb lehet).

A lenti táblázatban sárgával jelöltük a vizsgálatba bevonni tervezett településeket: Kistelket, Csongrádot, Nyírbátort, Bonyhádöt, Túrkevét, Kiskunmajsát, Gyomaendrődöt. Az érintett

településekkel felvettük a kapcsolatot, és azok részére egy rövid kérdőívet küldtünk ki, hogy felmérjük, milyen önkormányzati, vagy állami tulajdonban lévő közintézmények találhatóak a településen, melyek egy városfűtési rendszerbe bevonhatóak lehetnek. A kérdőívben az épületek elhelyezkedésére, funkciójára, alapterületére és éves hőfogyasztására (ennek hiányában éves fűtési költségekre) kértünk információkat. A beérkezett adatok alapján felmérhetővé vált, hogy milyen hosszúságú (km) távhőhálózat kiépítésével mekkora fogyasztói bázis (GJ) lenne ellátható egy városfűtési rendszer keretében.

A beérkező adatok alapján végül csupán három településre tudtuk elvégezni a vizsgálatot: Nyírbátorra, Kiskunmajsára és Gyomaendrődre. A többi településről kapott adatok nem voltak elégségesek ahhoz, hogy érdemi számítást lehessen végezni egy esetleges városfűtési rendszer kiépítésének és működtetésének költség szintjére: az önkormányzatok vagy nem rendelkeztek elégséges erőforrással arra, hogy a kezelésükben lévő épületállomány hőfogyasztási adatait összegyűjtsék, vagy nem voltak kellően motiváltak arra, hogy a földgázfűtés megújuló energiaforrásokkal való kiváltásának lehetőségeit megismerjék.

22. táblázat: Geotermikus adottságokkal rendelkező települések kategorizálása és a potenciálbecslésben résztvevő települések kiválasztása

Geotermikus táv/ városfűtéssel rendelkező települések	Népességszám	Távfűtési infrastruktúrával és kedvező geotermikus adottságokkal rendelkező települések	Népességszám	Távfűtési infrastruktúrával nem, de kedvező geotermikus adottságokkal rendelkező települések	Népességszám
Cserkeszőlő	2000	Záhony	4000	Algyő	5000
Ópusztaszer	2400	Csorna	10000	Füzesabony	7700
Újszilvás	3000	Kapuvár	10000	Lenti	8000
Balástya	3400	Cellőmölk	11000	Tura	8000
Bóly	4000	Nyírbátor	12259	Hajdúdorog	9000
Vasvár	4000	Tiszavasvári	13000	Túrkeve	9000
Csenger	4900	Bonyhád	14093	Mezőberény	10500
Nagyszénás	5100	Berettyóújfalú	15000	Tiszaföldvár	11000
Kaba	5900	Püspökladány	15000	Kiskunmajsa	11500
Mórahalom	6000	Sárvár	15000	Tiszakécske	11500
Tótkomlós	5900	Tiszaújváros	16000	Gyomaendrőd	13500
Szentlőrinc	6000	Hajdúnánás	17000	Mezőkövesd	16500
Létavértes	7000	Mátészalka	17000	Mezőtúr	17000
Kistelek	7000	Dombóvár	19000	Balmazújváros	17500
Tamási	8000	Komárom	19000	Karcag	20000
Gárdony	10000	Hajdúszoboszló	24000	Orosháza	28500
Barcs	11000	Nagykőrös	24000	Gyula	31000
Nagyatád	11000	Kiskunhalas	28000		
Szigetvár	11000	Kiskunfélegyháza	29000		
Szarvas	16000	Hajdúböszörmény	31000		
Csongrád	17000	Mosonmagyaróvár	32000		
Veresegyház	17000	Gödöllő	32500		
Törökszentmiklós	21000	Cegléd	36000		
Makó	23000	Eger	54500		
Szentés	28000	Békéscsaba	60500		
Hódmezővásárhely	45000				
Szolnok	73000				
Győr	129000	20 ezres népességszám alatti (potenciálbecslésre alkalmas) települések			
Miskolc	161000	Potenciálbecslésre kiválasztott települések			
Szeged	162000	20 ezres népességszám feletti települések			

Fontos megjegyezni, hogy a fenti táblázat nem teljeskörű. A kedvező geotermikus adottságokkal rendelkező települések száma egyrészt ennél minden bizonnyal magasabb, másrészt a fenti táblázat

is tartalmazhat olyan településeket, ahol a mélyrehatóbb vizsgálatok nem igazolnák az előzetes várakozásokat. Célzott vizsgálatok nélkül annak előzetes eldöntése, hogy a valószínűsített geotermikus források és adott településméret igazolják-e egy városfűtési rendszer kiépítését, nyilvánvalóan nem lehetséges.

A potenciálbecslés céljára történő kiválasztás előtt információt gyűjtöttünk a már megvalósult projektekről, hogy a geotermikus rendszerrel rendelkező települések elkülöníthetőek legyenek azoktól, ahol még nem épült ki ilyen rendszer. Az információgyűjtés ezen fázisában éppen ezért nem a meglévő gyűjtésekre, összefoglaló tanulmányokra alapoztunk, hanem primer forrásokat (elsősorban publikus sajtóhíreket) gyűjtöttünk. A vizsgálat célja nem a meglévő rendszerek vizsgálata, vagy azok tipizálása volt, hanem csupán azok azonosítása (a meglévő források nagyon eltérő információ tartalma és korlátozott megbízhatósága erre nem is adott lehetőséget), de annak érdekében, hogy későbbi vizsgálatok és elemzések során felhasználhatóak legyenek, bizonyos információkat rögzítettünk.

23. táblázat: Kiegészítő információk jó geotermális adottságokkal rendelkező településeken végrehajtott projektekről és települési adottságokról

Cserkeszölő	régi szénhidrogénkútból feltörő termálvíz (80-90 fokos) balneológiai hasznosítása (gyógyfürdőben) először visszahűtéssel, majd 2010-től távhőszolgáltatás kiépítésével (kb. 8 ezer GJ)
Újszilvás	2010-ben (Norvég alapból) 33 fokos, korábban csak vízellátásra használt termálvízre alapozott távfűtés 4 közintézmény bevonásával (456 kW), épületeken belül elhelyezett hőszivattyúkkal 40-50 fokra emelt vízzel, a hűtött termálvíz az ivóvízhálózatba kerül, később tanusodát is rákötnék
Bóly	2008-ban 20 ezer GJ-t kielégítő geotermikus városfűtés kiépítése, korábbi kutatófúrás lemélyítésével, önkormányzati szervezésben, 12 közintézmény ellátásával (Porció)
Vasvár	megfúrt kút termálvizét energetikai hasznosítás (távhőrendszerbe betáplálás) után vitték a fürdőbe, 2015-ben újabb (85 fokos) kúttal a maradék földgázt is szinte teljesen kiváltották (kb. 22 ezer GJ), a fő ok a visszasajtolási kötelezettség előírása volt (kontakt Simon Zsolt Nyugat Pannon Nonprofit Kft)
Kistélek	először kútfúrás, később a fürdő rákötése, ezt követően távhővezeték fektetés és közintézmények (hivatalok, iskolák, uszoda, kórház) rákötése, illetve visszasajtoló kút fúrása, majd másodlagos hasznosítás
Gárdony	2010-ben (a fürdőre alapozva) kiépült városfűtés (Porció) és távhőhálózat, 12 épülettel (köz- és lakóépületek), 2020-ban bővítés (új kúttal és 5 új fogyasztóval - 380 MFt - 1000 GJ)
Barcs	2006-ban fürdő, 2014-ben városfűtés 18 közintézménnyel (22 ezer GJ), 931 MFt, később a leválasztott kísérőgázra 150 kW-os gázmotort, ami ezelőremelő víz hőfokát emeli
Nagyatád	2021 gyógyfürdő hulladék hőjére alapozott városfűtés, 2 km vezetékkel, 5 közintézmény fűtése épületekben elhelyezett (összesen 0,5 MW teljesítményű) hőszivattyús rámelegítéssel (1988-ban már 200 lakásos távfűtést csinált a Porció), 273 MFt
Szigetvár	meddő olajkútból feltörő termálvízre alapozott HMV, gyógyfürdő medencéibe vezetendő víz előzetes "hűtésére" használt épületfűtés
Nagyszénás	fürdőfejlesztéssel összefüggésben 2015-ben új kutat fúrtak és hálózatot építettek, 1,5 Mrd Ft, de a tervezett közintézményeknek csak töredékét tudták rákötni, visszasajtolás nem megy

Tamási	2014-ben hagyományos kitermelő-visszasajtoló kútpárral, 48 fokos vízzel, közel 5 km vezetékkel, 14 közintézmény ellátása
Ópusztaszer	2020-ban kiépült (kút + távhőhálózat), 7 önkormányzati épület fűtése, 254 Mft (kontakt: Kismárton Ildikó)
Kaba	2020, 5 közintézmény, 309 Mft, geotermikus energia hasznosítás gázmotor hulladék hőjével és hőszivattyúval
Létavértes	2020, 11 közintézmény fűtése, 616 Mft
Füzesabony	2013-ban kiépült egy sekély geotermikus (hőszivattyús?) rendszer, de nincs róla több információ
Tura	geotermikus erőmű épült, de városfűtés nem valósult meg
Hajdúdorog	strandfürdő van, de városfűtés nincs
Túrkeve	78 fokos termálvízzel üzemelő strandfürdő és potenciál van, de városfűtés nincs
Tiszaföldvár	69 fokos víz és strandfürdő van, városfűtés nincs (polgármesteri hivatal talajszondával fűtve)
Kiskunmajsa	meddő olajkutak, kertészeti termálvízhasznosítás, 60-70 fokos kutak, kezdetleges projektervek voltak
Tizsakécske	fürdő üzemelő termálkutakkal, részleges intézményfűtés, feliszapolódás
Gyomaendrőd	Túrkeve mellett, fürdő (64 fokos víz) és kertészet használ termálvizet, 2007-ben pályáztak Norvég alaptól, Szita Gábor
Nyírbátor	potens, MOL szénhidrogén kutatási koncessziót nyert 2019-ben, iskola és fürdő hőszivattyúval fűtve
Kapuvár	1987-ben 230 távfűtéses lakás és közintézmények termálvizes fűtése új termálkútra alapozva (fürdő közelében), termálkút: 1800 m, víz hőfok kútfejen 68°C, vízhozam: 60 m ³ /h (búvárszivattyúval), Porció
Bonyhád	termálfürdő 66 fokos vízzel, komoly tervek voltak geotermikus városfűtésre, + biogázüzem
Csongrád	2012-ben a meglévő, csökkenő hőfokú és vízhozamú kút (és több rendszerelem) felújítása, fürdővel összekötve kaszkárendszer kialakítása, 80-82 fokos vízzel, 8-10 önkormányzati épület + kb. 500 lakás, 415 millió forint (finanszírozás: önkormányzati szolgáltató + EU forrás)
Szarvas	1987-ben kiépült elavult rendszer átépítése 1994-ben külső vállalkozó (Porció Kft) szervezésében, finanszírozásában és üzemeltetésében ún. BOT típusú szerződéssel 10 év múlva átadásra kerül az önkormányzatnak, majd 2015-ben uniós forrásból további fejlesztés. Két termálkútból termel, fogyasztás 2019-ben kb. 25600 GJ (17% lakosság, 42% önkormányzat, 41% egyéb szektorok)
Veresegyház	1987-ben önkormányzati forrásból és irányítással turisztikai céllal (fürdő létesítés) induló fejlesztés, majd több fázisban történő városfűtési rendszer bővítés, végig önkormányzati szervezésben
Mórahalom	Több fázisban, különböző pályázati források felhasználásával, fürdőfejlesztést követően kiépülő városfűtési rendszer, kísérőgázra telepített kapcsolt gázmotorral, önkormányzati irányítással, önkormányzati tulajdonban és üzemeltetésben

24. táblázat: Publikusan elérhető források (települési geotermikus városfűtési rendszerekről ill. adottságokról)

Barcs	https://www.energiainfo.hu/geotermikus_energiaval_futik_barcsot-28444/ https://hvg.hu/kkv/20140321_18_kozintezmenyt_futenek_geotermikus_hove http://www.som-onkorm.hu/top-322-15-so1-2016-00002.html http://www.eutamogatas.org.hu/aquaplus.barcsihoellatas/
-------	--

Bonyhád	https://www.energiainfo.hu/geotermikus_energiat_hasznositanak_bonyhadon-31274/
Bóly	https://varos.boly.hu/unios-palyazatok/geotermikus-energiara-alapozott-tavfuto-rendszer-kialakitasa
Cserkeszőlő	https://www.vgfszaklap.hu/lapszamok/2005/marcius/602-a-geotermikus-energia-komplex-felhasznalasa https://www.cserkeszolo.hu/palyazati-anyagok/geotermikus-hoellato-rendszer http://www.cserkeszolofurdo.hu/hoszolgaltatas/eredmeny2016_17.pdf https://termalonline.hu/furdok/cserkeszolo-gyogy-es-strandfurdo https://termalfurdok.com/cserkeszolo-furdo/ http://www.cserkeszolo.extra.hu/szoveg1.html
Csongrád	https://www.energiainfo.hu/elkeszult_a_csongradi_geotermikus_kaszkadrendszer-28359/
Füzesabony	https://alternativenergia.hu/geotermikus-futes-fuzesabonyban/61811
Gárdony	https://www.kozbeszerzes.hu/ertesito/2020/15082/megtekint/portal_15082_20_20/ http://gvu.hu/geoterm https://www.feol.hu/helyi-kozelet/2021/11/a-nap-es-a-fold-energiajaval-szamolgardony https://www.agarditermal.hu/geotermikus-futes/
Gyula	https://www.gyulaihirlap.hu/geotermikusenergia
Hajdúdorog	https://termalfurdok.com/hajdudorogi-strandfurdo/
Jász Kisér	https://www.vgfszaklap.hu/lapszamok/2005/majus/639-intezmenyek-futese-geotermikus-energiaval
Kaba	http://kaba.hu/kabai-kozintezmenyek-futeskorszerusitese/ https://www.haon.hu/helyi-kozelet/2019/07/mostanra-erkezett-el-kaba-ideje https://www.kozbeszerzes.hu/ertesito/2019/14983/megtekint/portal_14983_20_19/
Kaposvár	https://magyarnemzet.hu/archivum-archivum/2008/03/kaposvar-geotermikus-energiaval-a-gazarak-ellen http://www.kovatsimre.hu/hirek/2020-03-16/360-fokos-fordulat-a-futomu-epiteseben https://www.sonline.hu/helyi-kozelet/2022/03/gigantikus-ueveg-haz-epul-a-zselicben
Kistélek	https://www.kiskozossegek.hu/cimkek/kistelek
Létavértes	https://letavertes.hu/HPage.aspx?key=2237 https://www.dehir.hu/hajdu-bihar/geotermikus-energiaval-fogjak-futteni-a-kozintezmenyeket-letavertes-en/2019/09/30/ https://www.kozbeszerzes.hu/media/hirdetmeny/portal_713320/portal_12920_2020.pdf https://www.letavertes.hu/webdocs/Files/PortalDocMix/xc0zyhwd.xpx_Aloldal-L%C3%A9tav%C3%A9rtes-Geoterm%C3%A1lis-M%C3%BCszaki-WEB.pdf https://www.mnnsz.hu/geotermikus-energia-letavertes-en-jelentos-a-megtakaritas/

	https://www.demedia.hu/hu/hajdu-bihar/2021/06/10/mintakent-szolgalofejleszttest-adtak-at-letavertesem
Lenti	http://geoterm.lenti.hu/projektadatok/oldal/1 https://www.zalamedia.hu/vezeto-hirek/zold/geotermikus-futorendszerek
Nagyszénás	http://www.nagyszenas.hu/?page_id=170 https://atlatszo.hu/kozpenz/2016/10/19/masfelmilliard-forintba-kerult-de-sokhasznot-meg-nem-hajtott-a-nagyszenasi-geotermikus-eromu/ http://www.nagyszenas.hu/wp-content/uploads/2015/11/nagyszenas_szakmai_kiadvany_24old.pdf
Nagyatád	https://www.atadhir.hu/hirek/nagyatad-1/tobb-mint-500-metert-furnak-at-nagyatad-alatt-4545.html https://www.kozbeszerzes.hu/ertesito/2020/0/targy/portal_434/megtekint/port al_23116_2020/
Ópusztaszer	https://kistelekjaras.hu/index.php?module=cikk&id=7432 https://www.mnh.hu/news/2020-11-24/141215/geotermikus-futes-opusztaszeren
Újszilvás	http://geotermia.lapunk.hu/tarhely/geotermia/dokumentumok/vinczelaszlo_elo_adasa_ujszilvas.pdf
Rácalmás	https://racalmas.hu/racalmas-varos-onkormanyzat-245-000-000-ft-ot-nyert-a-norveg-alap-palyazat-kereteben/ http://greeningregions.eu/?page_id=130&lang=hu
Szarvas	http://epulettar.hu/cikk/szarvas-geotermikus-rendszer-fejlesztese-elso-utem
Tamási	https://www.tamasi.hu/fejlesztések/elnyert-palyazatok/energetika-es-kornyezetvedelem/geotermikus-kozmurendszer https://www.tamasi.hu/fejlesztések/elnyert-palyazatok/energetika-es-kornyezetvedelem/biomassza-futomu https://www.tamasi.hu/nyertes-projektek/geotermikus-energiahasznositas-es-kozmurendszer-kiepitese-tamasiban~n2400 https://www.energiainfo.hu/geotermikus_futesi_rendszert_epitenek_tamasiban_-28591/ http://www.megsz.hu/megsz/images/stories/2016-honlap/2016-Meg%C3%BAjul%C3%B3/5_Kiss_Imre.pdf
Tiszaföldvár	https://tiszafoldvar.hu/ph-energetikai-korszerusitese/ http://www.tfnonprofit.hu/tiszafoldvar-strand/
Törökszentmiklós	https://www.energiainfo.hu/termalvizzel_futene_torokszentmiklos-29900/
Túrkeve	https://www.termalfurdo.hu/furdo/turkeve-termal-es-elmanyfurdo-81
Vasvár	https://www.alon.hu/vasvar/geotermikus-futesi-rendszer-epult-vasvaron https://www.westpannon.hu/news/166-rures-projekt-negyedik-alkalommal-megrendezett-lsg-talalkozoja-a-vasvari-geotermikus-futomuben
Egyéb	https://mol.hu/hu/molrol/ertesitesre-kinalt-melyfurasok/ http://geothermal.hu/cikk/del-alfold-geotermikus-potencialja

https://2015-2019.kormany.hu/hu/innovacios-es-technologiai-miniszterium/energiaugyekert-es-klimapolitikaert-felelos-allamtitkar/hirek/negy-szenhidrogenes-es-egy-geotermikus-terulet-re-kothetnek-koncesszios-szerzodes https://2015-2019.kormany.hu/hu/nemzeti-fejlesztési-miniszterium/energiaugyert-felelos-allamtitkarsag/hirek/uj-banyaszati-koncesszios-szerzodesek-a-hazai-asvanyvagyon-hasznositasara https://termalonline.hu/termal-hirek/telepulesek-ahol-lehetne-termalfurdo-de-nincs https://termalenergia.hu/2016/04/04/dobbenetes-cikk-a-magyar-idokban/
--

A MODELL CÉLJA

A távhő potenciálbecslés modellezésével a célunk egy olyan modell létrehozása, ahol a távhőenergia-piac keresleti és kínálati oldala elemezhetővé válik egy vizsgált hazai település esetében. Célunk egy olyan könnyen használható számoló eszköz létrehozása, ami a kínálati (távhőtermelési) és keresleti (távhőfogyasztói) oldalakra tett főbb feltételezések mellett veszi figyelembe, hogy adott hőkeresletet milyen termelési kombinációk mellett lehet legolcsóbban kielégíteni.

Így a távhőrendszerbe potenciálisan bevonható fogyasztók körének és fogyasztásának (keresleti oldal) meghatározása mellett becslést teszünk a számításba vehető távhőtermelő technológiákra (kínálati oldal), valamint a modell kiterjed a szükséges távhővezeték hosszának kiszámítására, amely a távhőrendszerbe bevont/bevonható fogyasztók és a potenciális távhőtermelők között kerül kialakításra. Az alábbi dokumentum az ezen modellezési lépéseket hivatott részletesebben bemutatni.

A potenciálbecsléskor az alábbi két szoftver alkalmazására hagyatkozunk:

- 1) A potenciálisan bevonható fogyasztók (távhő)keresletének optimális – legkisebb Fajlagos Ellátási Költséggörbe melletti – kielégítését az Microsoft Excelben futtatható optimalizálási eszközzel végezzük, amely a megadott paraméterek mellett meghatározza a távhőtermelők optimális kapacitását, termelését és annak költségét.
- 2) Az „optimális” távhővezeték-rendszer meghatározására/hosszának kiszámítására pedig a nyílt forráskódú – szabadon, ingyenesen letölthető – QGIS térinformatikai rendszert⁶³ használjuk. Ezen szoftver alkalmazásával előzetes kalkuláció végezhető a potenciális távhővezeték elhelyezkedésére és annak hosszára vonatkozóan, amellyel fontos költségparamétereket szolgáltatathatunk az előző pontban említett Excel-es számoló eszközhöz.

Fontos ugyanakkor kiemelni, hogy a modell célja a távhő potenciáljának (a távhőrendszer kiépítésének perspektíváinak) mérése adott településen, valamint ezen kereslet kielégítéséhez szükséges költségek meghatározása, nem pedig egy konkrét megvalósítási terv elkészítése, így egyes esetekben egyszerűsítéseket veszünk figyelembe, hogy a modell használata és az eredmények kiértékelése kellően egyértelmű maradjon.

KERESLETI OLDAL

⁶³ A QGIS szoftver az alábbi linken érhető el: <https://qgis.org/hu/site/>

A potenciálbecslés elsődleges, de nem kizárólagos feladata a potenciális távhőkereslet meghatározása egy adott település esetében. Célunk egy vizsgált településen elsődlegesen bevonható horgony fogyasztói kör éves hőigényének és napi kereslet lefutásának meghatározása.

A korábban bemutatott tanulmányok, melyek nagyobb városok, illetve országok távópotenciálját próbálták megbecsülni, a könnyebb elemezhetőség és átláthatóság érdekében térinformatikai rendszer (geographical information system – GIS) segítségével készítették a potenciálbecslést. Mivel azonban jelen tanulmány kisebb városokra fókuszál, ahol a kisebb népsűrűség miatt a távhőrendszerek mindenekelőtt a nagyobb hőigényű középületekre alapozhatóak, a keresletbecslés elsősorban kérdőíves felmérésen alapul. Mindazonáltal megvizsgáltuk, hogy ha az elemzést nagyobb városokban is szeretnénk megismételni, akkor milyen térinformatikai adatbázisokra tudnánk támaszkodni. Az elérhető kínálat- és keresletoldali adathalmazokat az alábbi táblázat tartalmazza.

25. táblázat: Táv hőpotenciál-becsléssel és hőterkép készítéssel foglalkozó szakirodalmak összehasonlítása

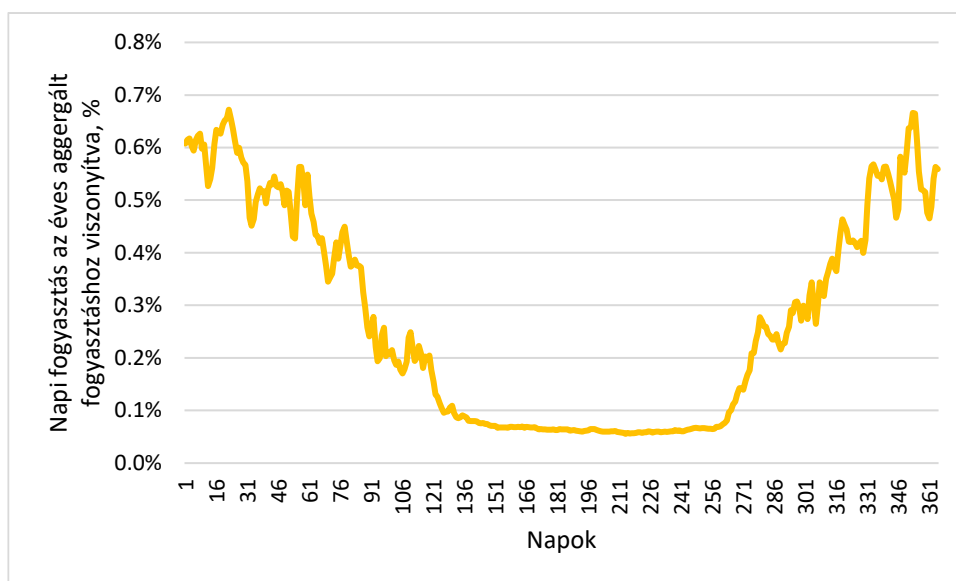
Adathalmaz	Leírás	Kibocsátó / Adatgazda	Elérhetőség
Kínálati oldal			
Magyarország fúráspon térképe – Országos Geotermikus Rendszer (OGRE)	Az adathalmaz több, mint 215.000 magyarországi fúrás adatait tartalmazza, fúrás mélységet, kút minőséget és koordinátát is magában foglalva.	Magyar Bányászati és Földtani Szolgálat	link
CORINE land cover	Erdősültséget bemutató adathalmaz, a biomassza elérhetőséget bemutató.	Copernicus, Land Monitoring Services	link
Keresleti oldal			
Háztartási- és Középületek adatbázisa Meglévő távfűtő-, gáz- és villamosenergia- hálózatok Ipari létesítmények listája (OSM)	Nyílt adatbázis melyben a potenciálbecslés keresleti oldalát befolyásoló tényezők (háztartási-, ipari és terciér szektor hőkereslet) található.	Open Street Map	link
Ipari, háztartási- és terciér szektor hőkereslete/hősűrűség térképe	Nemzetközi adatbázis, mely több európai ország (köztük Magyarország) hősűrűség térképét tartalmazza különböző szektorokra bontva.	sEEnergies nemzetközi konzorcium az EU Horizon 2020 támogatásával	link
Országos Környezetvédelmi Információs Rendszer adatbázisa	Szennyező vállalatok adatszolgáltató rendszerének adatbázisa, az ipari hőenergia- felhasználás feltérképezéséhez.	Országos Környezetvédelmi Információs Rendszer (OKIR)	link
Országos Területfejlesztési és Területrendezési Információs Rendszer adatbázisa	Településszintű adatszolgáltatás az ipari, háztartási és szolgáltatói szektor hőenergia feltérképezéséhez.	Országos Területfejlesztési és Területrendezési Információs Rendszer (TEIR)	link

Jelen tanulmányban a potenciális hőkereslet meghatározásakor abból indulunk ki, egy kisvárosi távhőrendszer alapját több lakótelepi épületállomány hiányában – a távhőtermelő(k) mellett – elsősorban a nagyobb hőigényű középületek adják, feltételezve, hogy a városvezetésnek célja egy ilyen rendszer kialakítása.

A potenciálbecslés a fentebb bemutatott feltételezések alapján az alábbiakban történik: minden egyes potenciális fogyasztó (középület) esetében szükséges meghatározni az éves hőfogyasztási görbét (GJ mértékegységben), melyek együttes értéke adja ki adott településen megcélózható épületállomány hőfogyasztásának éves tartamdiagrammját.

Az egyes középületek éves fogyasztására vonatkozó adatokat elsődleges adatgyűjtés (kérdőív) segítségével határoztuk meg. Az adatokat (ezek többségében éves hőfogyasztási adatok voltak, melyeket az érintett épületek rendeltetése és mérete alapján becsült hőfogyasztással ellenőriztünk) az érintett települések önkormányzatai gyűjtötték össze. A három vizsgált településre ezáltal fogyasztási pontonként éves historikus (közelmúltbeli) fogyasztási értékek álltak rendelkezésre, mely adatok azonban nem tartalmazzák az éves lefutásokat. Ezeket a REKK (2021) tanulmányban használt értékek alapján számszerűsítettük/becsültük meg, amelyek hazai távhőrendszerekben megfigyelhető átlagos hőfogyasztási görbéken alapulnak. Az alábbi hőfogyasztási görbe mutatja, hogy az adott napi fogyasztás a teljes éves aggregált fogyasztás hány százalékát adja.

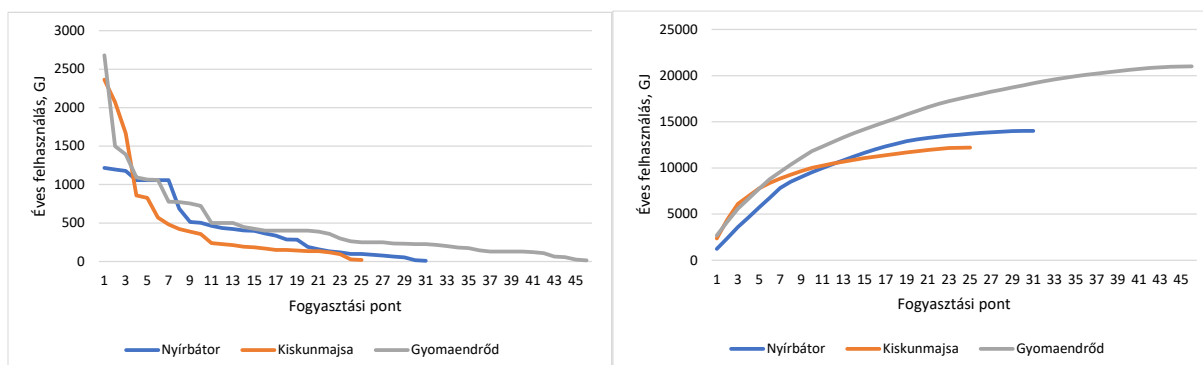
20. ábra: Az éves fogyasztási görbe alakulása



Forrás: REKK (2021)

A három település középületeinek éves hőfogyasztását mutatja az alábbi ábra fogyasztási pontonként és aggregálva.

21. ábra: Az egyes fogyasztók éves kereslete aggregálás nélkül (bal oldali ábra), és aggregálva (jobb oldali ábra) a három településre vonatkozóan, GJ



Forrás: Kérdőív

A vizsgált három település közül a legnagyobb távhőfogyasztási potenciált Gyomaendrődön lehetett azonosítani, ahol a távhőrendszerbe bevonható középületek, illetve az ipari és szolgáltatási szektorban tevékenykedő vállalkozások teljes éves fogyasztás meghaladja a 20000 GJ-t, és ezzel összefüggésben ezen településen van a legtöbb keresleti pont is (46 db). Nyírbátor esetében elsősorban a középületek fogyasztását térképeztük fel: az önkormányzattól kapott adatok alapján 31 különböző fogyasztási helyet azonosítottunk, amelyek összefogyasztását 14000 GJ-ra becsüljük. a kapott adatok alapján. Kiskunmajsán szintén csak a középületekre vonatkozóan rendelkezünk adatokkal: itt a 25 fogyasztási ponthoz 12200 GJ-os fogyasztás társul.

HÁLÓZAT

A távhővezeték-rendszer kiépítésének költségét térinformatikai rendszer (angolul Geographic Information System – GIS) segítségével becsüljük.

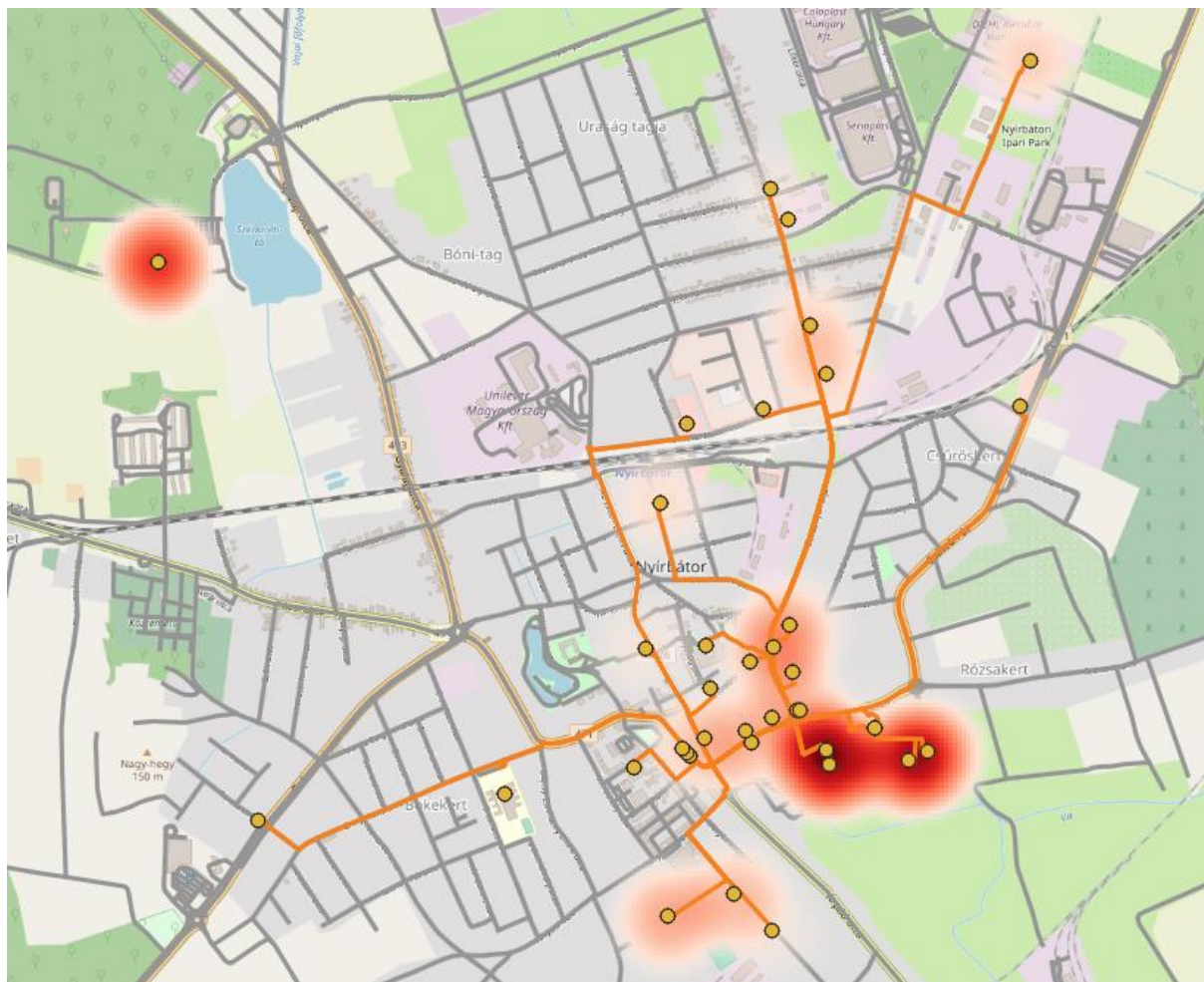
A távhővezeték-rendszer kiépítésének költségének becslése a következő lépésekből áll:

- 1) A potenciális keresleti pontok térbeli elhelyezkedésének meghatározása.
- 2) A földrajzi adottságok (például utak, magántelkek) figyelembevétele mellett, az egyes keresleti pontokat összekötő legrövidebb út kiszámítása. Fontos kiemelni, hogy az egyes potenciális keresleti pontok esetében az addicionális vezeték hosszát vesszük figyelembe a költségek meghatározásakor a fentebb említett főbb feltételezések mellett.

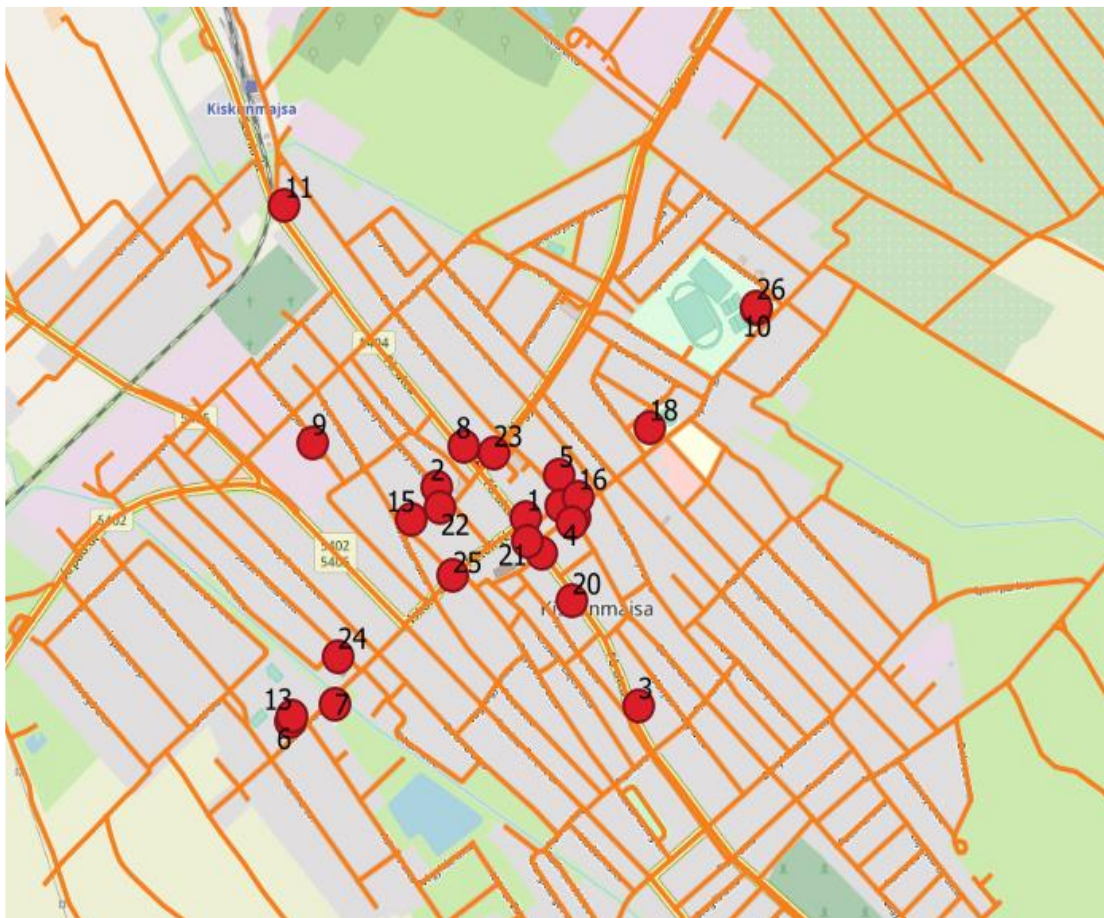
A QGIS ingyenesen elérhető szoftverhez létezik egy programkiegészítés, amely különböző pontok között meghatározza a legrövidebb utat. A modellezés során feltételeztük, hogy a távhővezetékek csak az úthálózat mellett mehetnek. Az alábbi térképek mutatják a három városban a fogyasztási pontokat, illetve az azokat összekötő legrövidebb vezetéseket.

Fontos megjegyezni, hogy QGIS segítségével felrajzolt, az egyes fogyasztási pontokat összekötő távhővezetékek nem veszik figyelembe a műszaki megfontolásokat, azok kizárólag adott fogyasztói kör kiszolgálását célzó vezetékrendszer költségének becslésére szolgálnak. Nem tartalmazzák továbbá az egyes távhőtermelők rendszerre csatlakoztatása érdekében kiépítendő bekötő vezetéseket és azok költségét: utóbbiak a távhőtermelés beruházási költségei között kerülnek figyelembevétele.

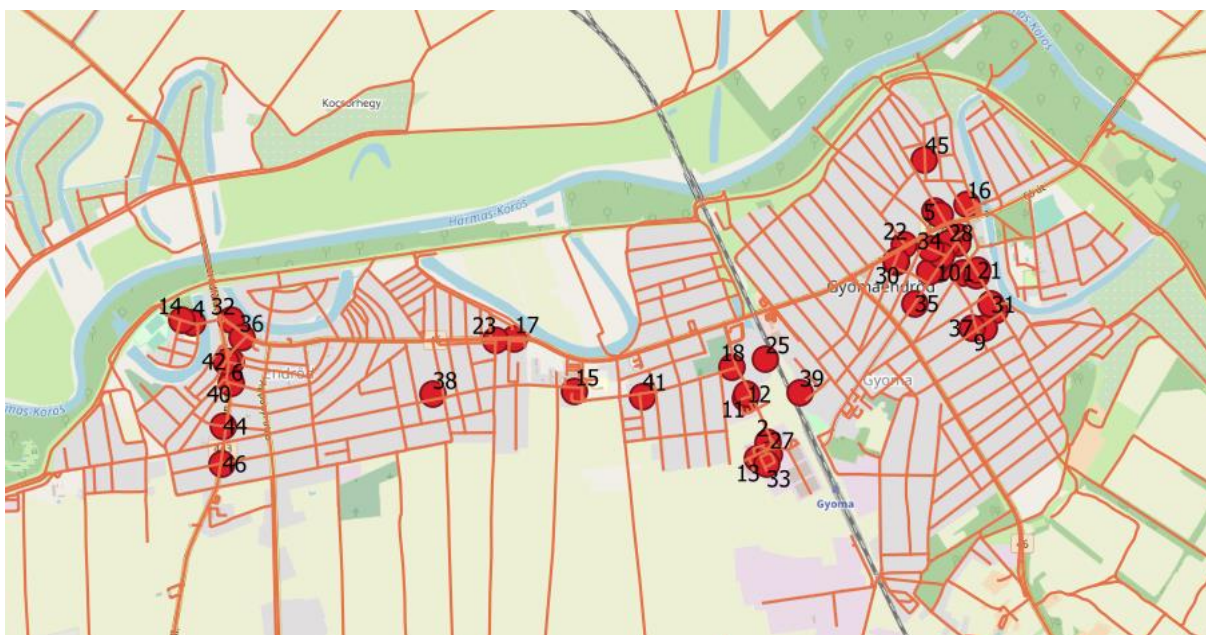
22. ábra: Potenciális keresleti pontok (középületek) elhelyezkedése Nyírbátorban



23. ábra: Potenciális keresleti pontok (középületek) elhelyezkedése Kiskunmajsán



24. ábra: Potenciális keresleti pontok (középületek) elhelyezkedése Gyomaendrődön



A potenciálszámításnak a kereslet meghatározásán túl másik fontos összetevője a kínálati oldal. A kínálati oldalon modellezzük, hogy egy adott éves és napi kereslet lefutás esetén mi az optimális kapacitás-mix, amely képes a kereslet kielégítésére a minimális költségek mellett. A kínálati oldalon az alábbi technológiákat vizsgáljuk:

- biomassza kazán
- geotermia
- napkollektor
- hőszivattyú
- gázkazán

Ahhoz, hogy meghatározhassuk, hogy mi az optimális termelési mix, a következő adatokat szükséges figyelembe venni minden egyes technológiára vonatkozóan:

- Fajlagos beruházási költség
- Fix beruházási költség
- Éves működtetési fix költség
- Tüzelőanyag-költség
- Egyéb változó működtetési költség
- A napkollektorok esetében meghatároztuk a napi kihasználtsági értékeket is.

A modellezés során GJ-ban, illetve MW_{th} -ban kalkulálunk, az előremenő- és visszatérő hőmérsékleteket figyelmen kívül hagyjuk, lévén a cél a potenciál és annak költségének meghatározása nem pedig egy konkrét megvalósítási terv elkészítése.

Az alábbi táblázat összefoglalóan mutatja, hogy az egyes technológiák esetében milyen főbb műszaki és gazdasági paraméterekkel kalkulálunk.

26. táblázat: A vizsgált technológiák műszaki és gazdasági paraméterei

Technológia	Élettartam	Hatásfok	Beruházási költség, mFt/MW	Fix beruházási költség, MFt	Fix működtetési költség, mFt/MW	Változó működtetési költség, Ft/GJ
Biomassza	20	85%	220	30	5.2	140
Földgáz	25	92%	20	10	0.6	100
Geotermia	25	100%	75	500	14.0	0
Napkollektor	20	100%	215	5	1.8	0
Hőszivattyú	20	350%	375	5	15.4	0

* A hőszivattyú esetén feltüntetett hatásfok alatt a hőszivattyú ún. jósági fokát (COP – Coefficient of Performance) tekintjük, melyet 3,5-nek veszünk

** Az egyes távhőtermelő technológiák beruházási költségei a megépítendő távhőhálózatra történő csatlakozást biztosító bekötő vezeték beruházási költségét is tartalmazzák

*** A geotermia fix beruházási költsége egy kútpárra vonatkozik, ami egy kitermelő és egy visszasajtoló kútból áll

**** A változó működtetési költségek a bevitt tüzelőanyagra vonatkoznak

A távhőtermelési technológiák beruházási költségeit két részre osztottuk, egyrészt a kapacitástól függő (mFt/MW) beruházási költségekre, másrészt pedig a kapacitásoktól független (mFt) fix (autonóm) beruházási költségekre. Ez utóbbi tartalmazza a projekt előkészítés, a tervezés, illetve a

geotermia esetében a kútfúrás költségét is, mivel ezek (legalábbis a vizsgált mérettartományban) nem függenek attól, hogy mekkora kapacitást építünk ki. A fix beruházási költségek használatának a geotermikus beruházások esetében kiemelt fontossága van, hiszen itt a beruházási költségeket domináló (a kút mélységével arányosan növekvő) kútfúrás költségei függetlenek attól, hogy a megfúrt kút mekkora hőtermelő kapacitással rendelkezik. A megfúrástól kút hőtermelő kapacitása előzetesen csak becsülhető, hiszen a tényleges hőkapacitás (MW_{th}) csak utólag, az adott mélységben található termálvíz tényleges hőfoka és vízhozama függvényében számítható ki. A hőtermelő kapacitás értéke még ez esetben sem kellően egzakt, hiszen az az alkalmazott hőlépcső (a kitermelt és a visszajuttatott víz hőmérséklet-különbsége) függvénye: ezt az határozza meg, hogy a termálvízben lévő hőenergia mekkora hányadát sikerül hasznosítani eltérő hőigényű fogyasztók távhőhálózatra történő csatlakoztatásával.

A fix éves működtetési költség azokat a költségelemeket tartalmazza, amelyek a termeléstől függetlenek (bérek, éves karbantartások), míg a változó működtetési költségek a termeléssel arányosan növekszenek. A tüzelőanyagköltségeket (a megvásárolt biomassa vagy földgáz költségét), illetve a hőszivattyúk és geotermikus kútszivattyúk által felhasznált villamos energia költségét ezek nem tartalmazzák, azt külön számoljuk el.

A fenti felsorolásból is látszódik, hogy egyes tételek változó jellegűek (azaz arányosak a hőszolgáltatás mennyiségével), míg mások fix jellegűek. Ez utóbbiak további két részre bonthatóak. Vannak az éves fix működtetési költséggel bíró tételek (pl. távhőtermelő létesítmény fix üzemeltetési költségei), illetve léteznek olyan egyszeri, fix beruházási költségek, amelyek hosszabb időtávra kell szétosztani. Ezek közé tartozik a vezetékeképítés költsége, illetve a távhőtermelő létesítmény beruházási költsége. Mivel a modellezés során egyetlen évet modellezünk, ezért szükséges meghatározni, hogy a beruházási költséget hogyan osztjuk el az egyes évekre. Ebben az esetben a következő megközelítést alkalmazzuk: vesszük a beruházási költséget, és az adott infrastruktúra élettartalmát, amelyet évesítünk (annualizálunk). Ahhoz, hogy ezt pénzügyi szempontból helyesen tegyük, szükséges meghatározni azon diszkontrátát, amellyel ezt a beruházást értékelni akarjuk. Az annualizálást az alábbi képlet segítségével határozzuk meg:

- *Éves annualizált költség* = $\frac{INV}{AF(r,t)}$
 - INV: Beruházási költség
 - AF (t,r): Annuitás faktor, amely függ az élettartamtól (t), illetve a diszkontrátától (r)
- $AF(t,r) = \frac{1}{r} - \frac{1}{r} \times \left(\frac{1}{(1+r)^t} \right)$

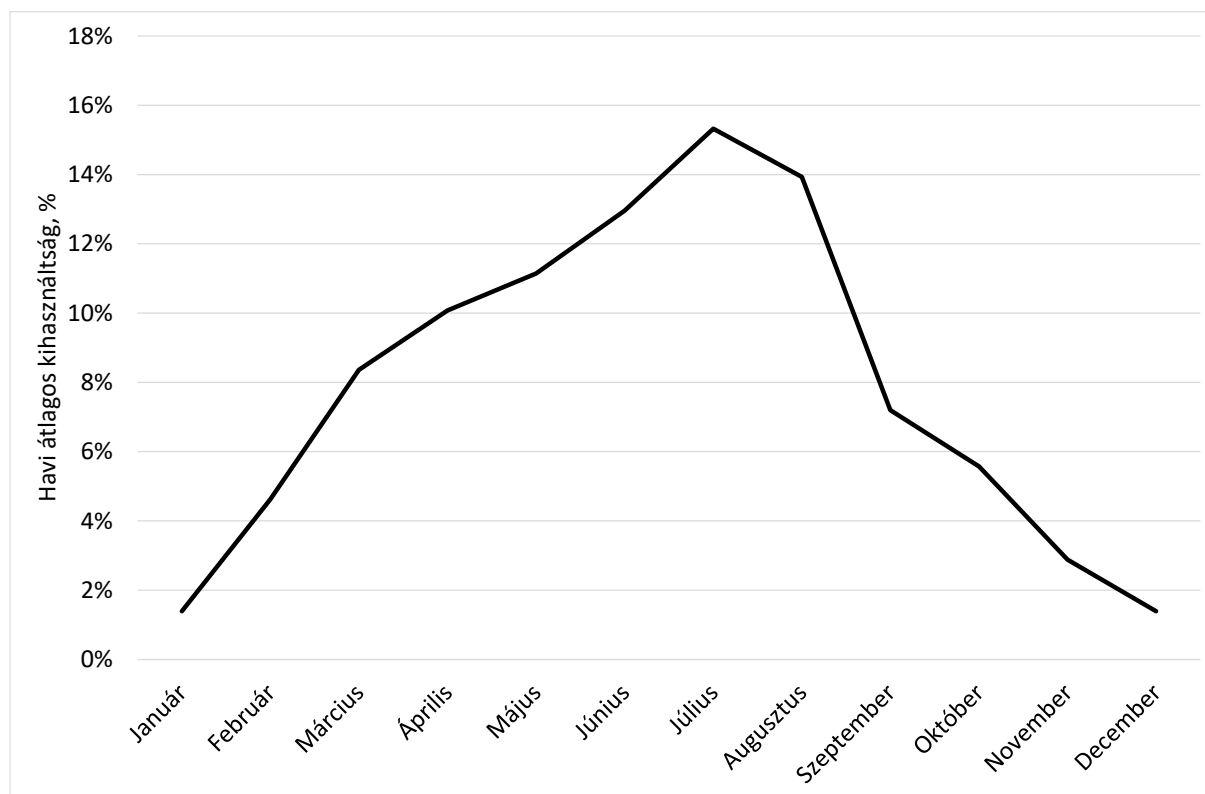
A modellezés során minden távhőtermelő technológia, illetve a vezetékeképítés esetében is 5 %-os reáldiszkontrátát alkalmazunk.

A modellezés során a napkollektorok kivételével azt feltételeztük, hogy az adott hőtermelő technológia az év egészében rendelkezésre áll, és bármikor 100%-os kihasználtsággal tud működni. Mivel azonban ezen technológiák esetében is bizonyos időközönként karbantartásra, javításra van szükség, ezért azzal a feltételezéssel éltünk, hogy a napi csúcsfogyasztás felett plusz 20%-nyi kapacitásnak rendelkezésre kell állnia. Ezen paramétert egyrészt az említett karbantartások miatt, másrészt pedig az esetenként előforduló extrém hőmérséklet miatt alkalmazzuk.

A napkollektorok esetében a ténylegesen rendelkezésre álló kapacitások nagysága az időjárás, de mindenekelőtt az évszakok függvényében rendkívül nagy határok között ingadozik. A benapozottság

szezonális változását a rendelkezésre álló kapacitások, és a termelés erős szezonalitása kíséri: nyári hónapokban a hőtermelés többszöröse (5-8-szorosa) a télinek. Az alábbi ábra mutatja, hogy az egyes hónapokban mekkora maximális kihasználtságot feltételezünk a beépített kapacitásra vetítve.

25. ábra: Napkollektorok kihasználtsága, %

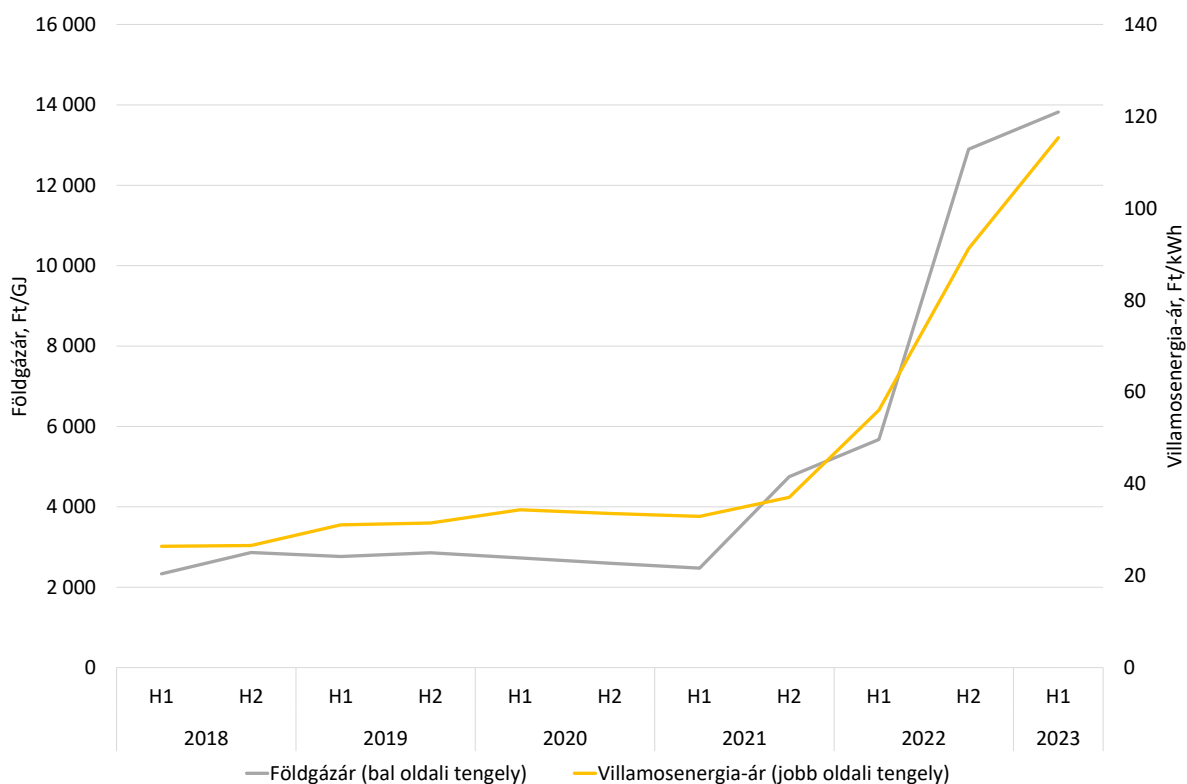


A modellezés során alkalmazott földgáz és a villamosenergia-árak meghatározásához megvizsgáltuk, hogy az elmúlt években hogyan alakultak a releváns (nem lakossági) fogyasztói kategóriákban⁶⁴ ezen energiahordozók árai. Az alábbi ábrán feltüntetett értékek tartalmazzák az energiaár mellett a rendszerhasználati díjakat, illetve az egyéb, a távhőtermelő számára felmerülő költségeket is, viszont nincsenek benne az ÁFA, illetve olyan adó jellegű tételek, amelyek visszaigényelhetőek.

Az alábbi ábrán látható, hogy a két tüzelőanyag tekintetében 2021 második felétől igen jelentős árdrágulás következett be: a nem háztartási fogyasztók által 2023 első félévében fizetendő villamosenergia árak a 2020-as szint 2,6-szorosára, a földgázárak 4,1-szeresükre nőttek. Ugyanakkor a nagykereskedelmi árak 2023-ban bekövetkező csökkenése alapján azt várhatjuk, hogy ez részben korrigálódik, ha nem is a 2018-2020-as szintekre, de az elmúlt két évben látottaknál lényegesen alacsonyabb pályán stabilizálódik. A modellezés során ezért a földgáz tekintetében 5000 Ft/GJ-os árral számolunk, míg a villamosenergia-tekintetében 47 Ft/kWh-ás árral. Mivel a földgáz igen jelentős szerepet tölt be a vizsgálatunk során, ezért ezen paraméterre érzékenységvizsgálatot is végzünk. Ezen esetben egy magasabb, 6000 Ft/GJ-os földgáz árral kalkulálunk.

26. ábra: A földgáz és villamosenergia végfelhasználói árának alakulása ÁFA és egyéb visszaigényelhető adók nélkül, Ft/GJ, illetve Ft/kWh

⁶⁴ A földgáz esetében az 1000-10000 GJ/év nem lakossági fogyasztói kategóriát (I2), míg a villamos energia esetében 500-1999 MWh/év fogyasztási kategóriát (IC) vettük alapul.



Forrás: Eurostat

A biomassza árára nincsenek transzparens piaci árjelzések: sem az eleve heterogén lágyszárú biomasszafajtákra (pl. szalma, kukoricaszár, napraforgóhéj stb), sem a konvencionális fásszárú termékekre (pl. rönkfa, faapríték). Iparági interjúk, illetve a KSH háztartási tűzifa áraiból kiindulva határoztuk meg a távfűtésben leggyakrabban felhasznált biomassza fajta, a faapríték fajlagos költségét, amelyet 3000 Ft/GJ-nak vettünk.

Az alábbi táblázat összefoglalóan mutatja, hogy az egyes technológiák esetében hogyan alakulnak a különböző költségkategóriák.

27. táblázat: A vizsgált technológiák költségei

Technológia	Tüzelőanyag-költség, Ft/GJ*	Változó működtetési költség, Ft/GJ	Összes változó költség, Ft/GJ	Annualizált tőkeköltség és fix működtetési költség, MFt/MW	Annualizált fix beruházási költség, MFt
Biomassza	3529.4	164.7	3694.1	22.813	2.407
Földgáz	5434.8	108.7	5543.5	2.205	0.802
Geotermia**	200.0	0.0	200.0	18.879	32.526
Napkollektor	0.0	0.0	0.0	19.052	0.401
Hőszivattyú**	2381.0	0.0	2381.0	45.441	0.401

Forrás: Saját gyűjtés

* Mind a tüzelőanyag-költség, mind pedig a változó működtetési költség már a megtermelt/kiadott hőre vonatkozik, azaz a különböző hatásfokokat figyelembe vettük.

**A geotermia és a hőszivattyú esetén a felhasznált villamosenergia költségét tekintjük „tüzelőanyagköltségnek”

A vezetéképítés költségét iparági közlések, távhővezetékek építésére vonatkozó közbeszerzési hirdetmények és szakirodalmi források alapján 150 millió forintnak vettük kilométerenként, DN150-es átlagos vezetékátmérőt feltételezve.⁶⁵ Feltételezve, hogy ennek élettartama 40 év, az annualizált beruházási költség – a fent bemutatott képlettel számolva – 8,7 M Ft/km-nek adódik.

A MODELLEZÉS LÉPÉSEI

Összefoglalva az alábbi ábra mutatja, hogy a modellezésnek milyen lépései vannak, és mik a főbb eredmények, amelyeket a modell képes számszerűsíteni, minden egyes településre vonatkozóan.

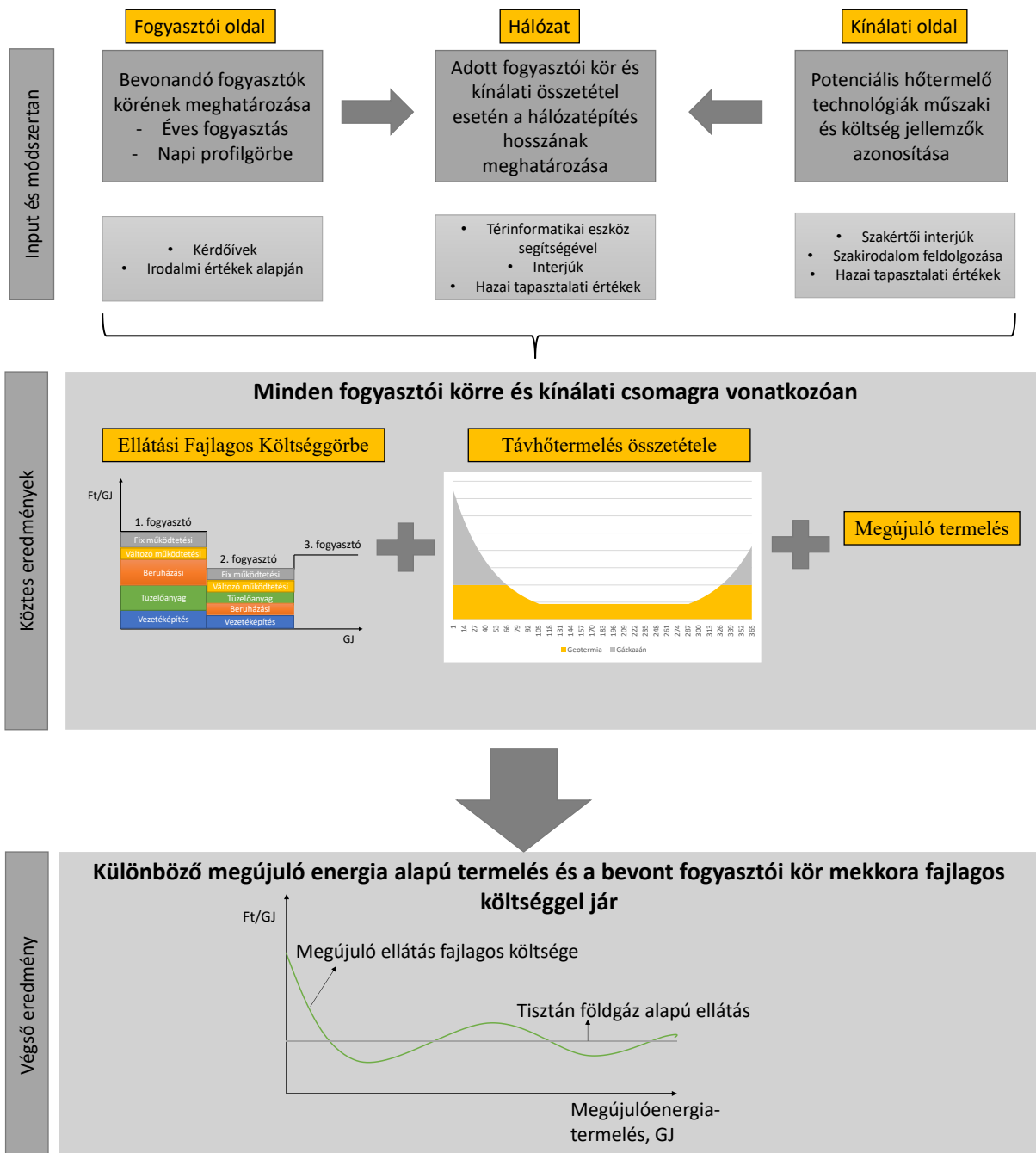
- A fogyasztói oldalon meghatározzuk, hogy melyek a potenciálisan bevonható fogyasztók, ezek milyen éves fogyasztással bírnak, illetve napi szinten hogyan alakul a hőfogyasztásuk
- A kínálati oldalon meghatározzuk, hogy milyen távhőtermelő technológiákat veszünk számításba, és azok milyen technológiai és költségszerkezettel bírnak.
- A hálózat esetében a bevont fogyasztók köre alapján meghatározzuk, hogy mekkora a szükséges távhővezeték hossza.

Ezen adatok segítségével modellezük és meghatározzuk az Ellátási Fajlagos Költséggörbét, a távhőtermelés összetételét, illetve egyéb kvantifikálható tételek, mint a megújuló energiatermelés összmenyisége.

A modellezés során a fő kérdésünk, hogy különböző feltételezések és bekötött fogyasztói szám esetében milyen módon a legköltséghatékonyabb a távhőhálózat működtetése, és az milyen átlagáron képes gazdaságosan működni. Mivel az összes kimenet számossága igen jelentős, ezért szükséges a kapott eredményeket aggregálni, és a legfontosabbakat megjeleníteni. Mivel a projekt célja a megújuló távhőtermelési potenciál meghatározása, ezért a modellezés végeredménye az adott település megújuló potenciál költségbecslése, amelyet a megújuló költséggörbe ír le. Ennek során minden egyes megújuló termelés mennyiséghez meghatározzuk, hogy milyen minimális fajlagos költség mellett érhető el az adott megújuló termelés, és ez hogyan viszonyul egy olyan állapothoz képest, amikor a legköltséghatékonyabb módon elégítjük ki a fogyasztást.

⁶⁵ A távhővezetékek beruházási költségére vonatkozó szakirodalmi adatok meglehetősen széles körben ingadoznak. Ehelyütt Sánchez-García, L., Averfalk, H., & Persson, U. (2022) által különböző európai országokra vonatkozó költségadataiból indultunk ki.

27. ábra: A modellezés folyamata



5.2. MODELLEZÉSI EREDMÉNYEK

HÁLÓZATI MODELLEZÉS

Az input adatok ismertetése során bemutattuk, hogyan néz ki a hálózat, ha minden potenciálisan vizsgált fogyasztót bevonunk a távhőrendszerbe. Ugyanakkor a vizsgálat során elemezzük, hogy ha nem az összeset egyszerre vonjuk be a távhőhálózatba, akkor mekkora fajlagos költség adódik. Ehhez a következőket kell meghatározni:

- Mely pontból indulunk ki

- Milyen módszer alapján kötjük be a következı fogyasztót
- Az egyes fogyasztók egymáshoz viszonyított távolsága.

Minden egyes település esetében meghatároztuk a kiinduló pontot, azaz, hogy mely fogyasztót kötjük rá elıször a hálózatra. Ennek során két paramétert mérlegeltünk. Mekkora az adott pont fogyasztása, illetve milyen központi helyen helyezkedik el. A kettı kombinációjával határoztuk meg a kiindulási pontot. Ezt követıen a hozzá legközelebb esı fogyasztót kötöttük be. A harmadik lépésben – amikor már két fogyasztó képezte a távhırendszert – megvizsgáltuk, hogy a két fogyasztótól melyik az a potenciális fogyasztó, amely a legközelebb esik, és azt kötöttük rá a hálózatra. Ezen számítást az összes fogyasztó bekötéséig elvégeztük, így kialakult egy bekötési sorrend. Ehhez azonban szükséges meghatározni, hogy az egyes fogyasztók milyen távolságra helyezkednek el egymástól. Ezt a térinformatikai szoftver segítségével tettük meg, amely lehetıséget biztosít arra, hogy kiszámolja két fogyasztót összekötı vezeték szakaszok legrövidebb távolságát, feltételezve, hogy azok csak az úthálózattal párhuzamosan futhatnak. Az alábbi három táblázat mutatja az ún. távolságmátrixokat a három településre vonatkozóan.

28. táblázat: Az egyes fogyasztók egymáshoz viszonyított távolságmátrixa, Kiskunmajsa, méter

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	20	21	22	23	24	25	26
1	0	296	531	181	180	772	647	242	744	855	980	84	766	130	385	206	164	548	218	31	267	227	620	220	856
2	296	0	827	477	434	867	742	234	448	1151	872	380	861	426	434	502	460	845	514	327	29	220	715	315	1153
3	531	827	0	542	635	1210	1084	773	1196	1234	1511	447	1203	604	823	585	559	927	313	500	798	758	1057	658	1235
4	181	477	542	0	93	953	828	423	925	692	1149	154	947	63	566	43	17	386	262	150	448	308	800	401	694
5	180	434	635	93	0	953	827	341	857	761	1056	225	946	51	566	112	92	455	355	171	405	215	800	401	763
6	772	867	1210	953	953	0	125	987	1009	1627	1638	836	6	902	699	978	936	1321	970	803	838	972	297	557	1629
7	647	742	1084	828	827	125	0	861	883	1502	1513	711	119	777	573	853	811	1195	845	678	713	847	172	432	1503
8	242	234	773	423	341	987	861	0	541	1093	738	326	980	372	528	448	406	790	460	273	205	126	834	435	1095
9	744	448	1196	925	857	1009	883	541	0	1599	729	822	1002	874	373	950	908	1293	957	775	477	642	856	539	1601
10	855	1151	1234	692	761	1627	1502	1093	1599	0	1652	828	1621	730	1240	649	691	433	954	824	1122	967	1475	1075	1
11	980	872	1511	1149	1056	1638	1513	738	729	1652	0	1064	1632	1107	975	1168	1144	1494	1198	1011	901	864	1486	1140	1654
12	84	380	447	154	225	836	711	326	822	828	1064	0	829	174	449	179	137	522	134	53	351	311	683	284	830
13	766	861	1203	947	946	6	119	980	1002	1621	1632	829	0	896	692	971	929	1314	964	796	832	965	290	551	1622
14	130	426	604	63	51	902	777	372	874	730	1107	174	896	0	515	81	62	424	308	121	397	266	749	350	732
15	385	434	823	566	566	699	573	528	373	1240	975	449	692	515	0	591	549	934	583	416	451	585	546	165	1242
16	206	502	585	43	112	978	853	448	950	649	1168	179	971	81	591	0	42	343	305	175	473	327	825	426	651
17	164	460	559	17	92	936	811	406	908	691	1144	137	929	62	549	42	0	385	271	133	431	307	783	384	693
18	548	845	927	386	455	1321	1195	790	1293	433	1494	522	1314	424	934	343	385	0	647	518	815	669	1168	769	435
20	218	514	313	262	355	970	845	460	957	954	1198	134	964	308	583	305	271	647	0	187	485	445	818	418	955
21	31	327	500	150	171	803	678	273	775	824	1011	53	796	121	416	175	133	518	187	0	298	258	650	251	826
22	267	29	798	448	405	838	713	205	477	1122	901	351	832	397	451	473	431	815	485	298	0	190	686	286	1123
23	227	220	758	308	215	972	847	126	642	967	864	311	965	266	585	327	307	669	445	258	190	0	819	420	969
24	620	715	1057	800	800	297	172	834	856	1475	1486	683	290	749	546	825	783	1168	818	650	686	819	0	405	1476
25	220	315	658	401	401	557	432	435	539	1075	1140	284	551	350	165	426	384	769	418	251	286	420	405	0	1077
26	856	1153	1235	694	763	1629	1503	1095	1601	1	1654	830	1622	732	1242	651	693	435	955	826	1123	969	1476	1077	0

29. táblázat: Az egyes fogyasztók egymáshoz viszonyított távolságmátrixa, Gyomaendrőd, méter

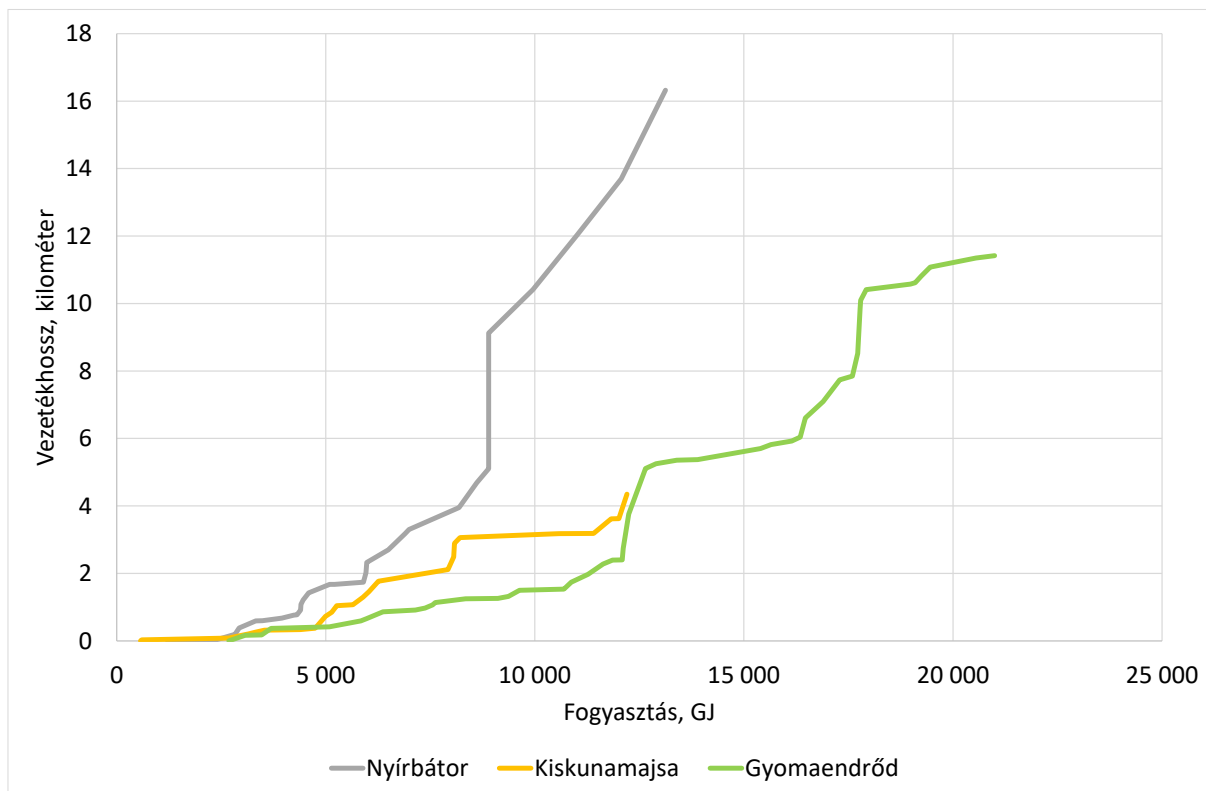
Table with 46 columns and 46 rows showing distance matrix for Gyomaendrőd. Each cell contains a numerical value representing the distance between two points.

30. táblázat: Az egyes fogyasztók egymáshoz viszonyított távolságmátrixa, Kiskunmajs, méter

Table with 37 columns and 37 rows showing distance matrix for Kiskunmajs. Each cell contains a numerical value representing the distance between two points.

A távolságmátrix és a kezdeti kiinduló pont alapján meghatározható, hogy különböző számú (és fogyasztású) fogyasztók bevonása aggregáltan mekkora halozatépítési hosszát igényel. Az alábbi ábra mutatja a három településre vonatkozóan a vezeték hossz és a potenciálisan bevont pontok fogyasztását.

28. ábra: A bevonás alá kerülő fogyasztás (GJ) vezeték hossz igénye (km) a három vizsgált településen



A fenti ábrán jól látható, hogy mennyit számít a település szerkezete, a távhőszolgáltatásba bevonható épületek elhelyezkedése, illetve azok száma. Míg Gyomaendrőd és Kiskunmajsa esetében 10000 GJ-nyi fogyasztó integrálása a távhőhálózatba 1,8, illetve 3 kilométer vezeték hossz igényel, addig ez az érték Nyírbátor esetében meghaladja a 10 kilométert. A fenti értékek ugyanakkor azt is tükrözhetik, hogy egyes településeken mennyi távhőhálózatra csatlakoztatható fogyasztót sikerült azonosítani. A közintézményeken túli üzleti fogyasztók felkutatása és azonosítása jelentősen csökkentheti egységnyi hőfogyasztás integrálásának, és így a távhőszolgáltatásnak a fajlagos költségét.

TERMELÉSI OPTIMALIZÁCIÓ

A hálózatra kötött hőfogyasztók ellátásához szükséges távhőtermelő létesítmények technológiájának és kapacitásának meghatározására mindegyik város esetében három forgatókönyvet vizsgálunk meg:

- „Referencia” (REF) forgatókönyv, amely során feltételezzük, hogy minden tényező a korábban bemutatottak szerint alakul
- „Magas gázár” forgatókönyv esetében a földgáz ár 5000 Ft/GJ-os ár helyett 6000 Ft/GJ-os árat vesz fel
- „Csak megújuló” forgatókönyv esetében az inputadatok megegyeznek a REF forgatókönyvével, azzal a korláttal, hogy csak megújuló technológiákat vonhatunk be a távhőhálózatba, földgáz alapú termelést nem.

A REF esetben megfigyelhető, hogy alacsony fogyasztási szint mellett (kb. 4 TJ-ig) mindhárom városban csak földgázkazánok üzemeltetése lenne gazdaságos. A rendszer további bővítése esetén már megjelennek a megújuló termelők, jelen esetben a biomassza kazánok. A biomassza esetében azonban minden esetben megmarad valamekkora mértékben a földgáz, amely a csúcspontok kielégítésében játszik szerepet. Ez annak köszönhető, hogy a fajlagos beruházási költsége a biomasszának lényegesen magasabb, mint a földgázkazánoké: az évnek csupán néhány nagyon hideg napján tapasztalható hőigénynövekedés nem indokolja egy nagyobb, de magasabb beruházási költséggel járó berendezés kiépítését. A nagy fogyasztási szinteknél megjelenő geotermia esetében ez a kiegészítő jelleg nem jelenik meg.

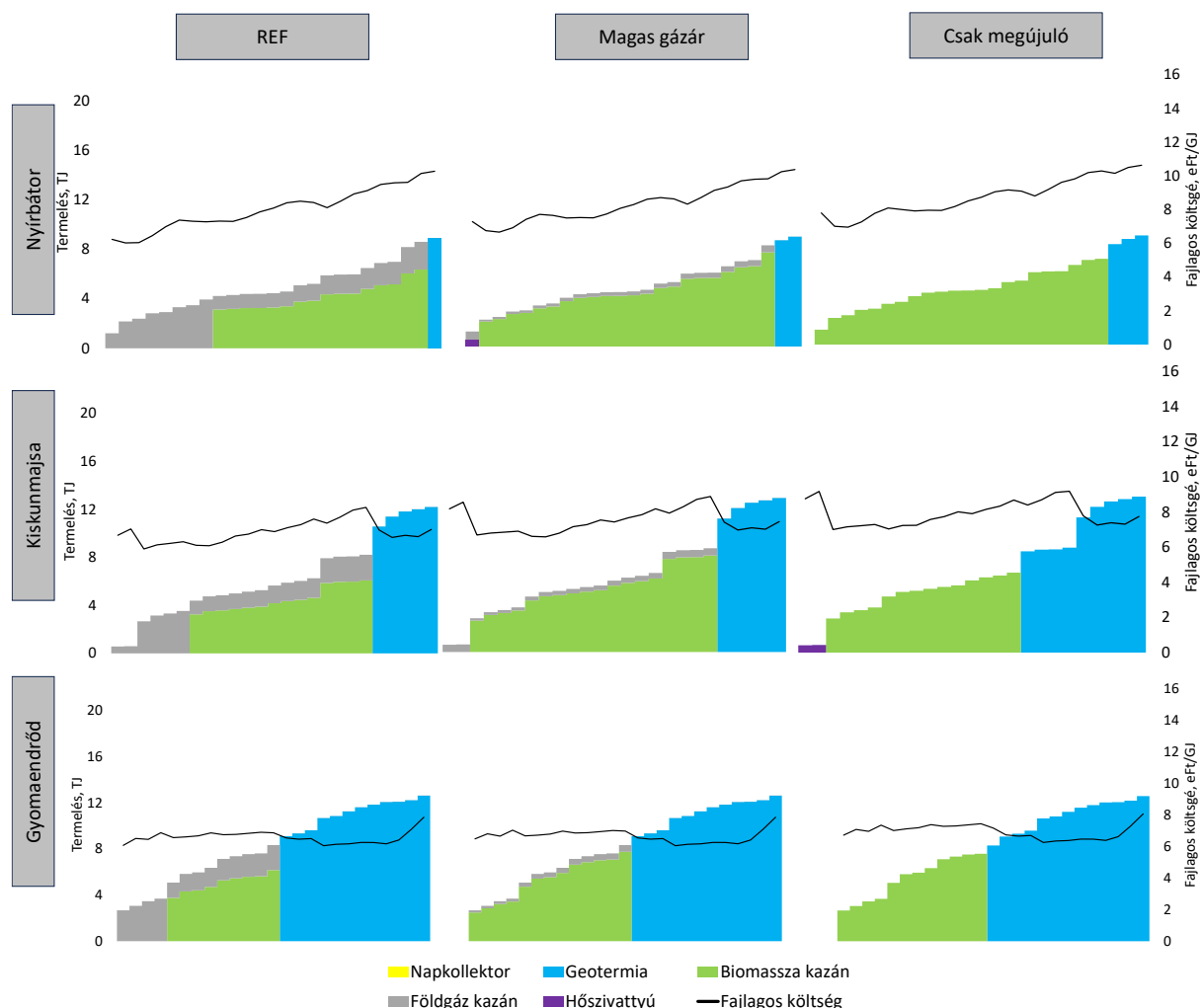
Nyírbátor esetében - ahol a legköltségesebb a fogyasztók bevonása – 4 TJ-os fogyasztási szint mellett már érdemes bevonni a biomassza alapú távhőtermelést, jóllehet kiegészítő jelleggel megmarad némi földgázalapú távhőtermelés. Ez abból következik, hogy ezen technológia esetében magasabb a fix – mérettől független – beruházási költség, amely így több fogyasztó között oszlik meg. Ezen település esetében a REF-ben csak nagyon magas fogyasztási mennyiség esetén jelenik meg a geotermia.

Kiskunmajsa esetében is hasonló tendenciákat figyelhetünk meg. 4 TJ-os fogyasztás felett szintén szignifikáns mértékben megjelenik a biomassza, mint tüzelőanyag. Ugyanakkor van egy jelentős különbség a két város között. Kiskunmajsa esetében – ahol adott fogyasztásra vetített hálózatépítési költség lényegesen alacsonyabb – 10 TJ-os fogyasztás esetében már a geotermikus rendszerek kiépítése gazdaságos megoldás lehet. Gyomaendrőd esetében még inkább érvényesül ez a tendencia. Fontos megjegyezni, hogy nagy fogyasztásra méretezett távhőrendszerek esetén a geotermia mellett jellemzően nincs szükség más távhőtermelő létesítményre.

A fajlagos költségeket vizsgálva is jelentős különbségeket tapasztalunk a három település között. Nyírbátor esetében folyamatosan emelkedik a fajlagos költség, ahogy egyre több fogyasztót integrálunk a távhőhálózatba. Ez a látszólag ellentmondásos jelenség annak köszönhető, hogy a szolgáltatásba bevont új fogyasztók távol esnek a meglévő távhővezetékktől, így azok csatlakoztatásához jelentős mértékű (az addicionális fogyasztáshoz képest aránytalanul nagy) hálózatépítés szükséges.

Kiskunmajsa, és különösen Gyomaendrőd esetében nem ennyire tiszta a trend. Kiskunmajsa esetében is növekvő fajlagos költség tapasztalható, ugyanakkor a növekedés sokkal kevésbé meredek, míg Gyomaendrőd esetében leginkább állandó a fajlagos költség a jellemző, az utolsó néhány fogyasztót leszámítva. Az is megfigyelhető, hogy a fajlagos költségek bizonyos fogyasztók bekötésének hatására hirtelen visszaesnek: ez rávilágít arra, hogy ha egy szűk városrészben több, viszonylag nagy fogyasztású épületet sikerül a hálózatra kötni, akkor mind a hálózatépítéssel, mind a termeléssel összefüggő fajlagos költségek csökkenthetőek.

29. ábra: A termelés összetétele (GJ) és a fajlagos költség (Ft/GJ) különböző bevont számú fogyasztó esetében a három vizsgált forgatókönyvben a három városra vonatkozóan



A két érzékenységvizsgálat esetében a következő főbb megállapításokat tehetjük. Magas földgáz ár mellett hasonló tendenciákat látunk, de a megújulók elterjedése sokkal korábban történik meg, akár a biomassza tüzelésről, akár a geotermiáról legyen szó. Bár a biomassza mellett jellemzően megmarad valamekkora mértékű földgáz alapú termelés is, elsősorban a csúcsigények kielégítése érdekében, de sokkal kisebb mértékben, mint ahogy a referencia forgatókönyvben láthattuk. A földgáz ára döntő abból a szempontból, hogy mikor és milyen mértékben lép be a biomassza, de csak minimális szerepet játszik a biomassza-geotermia váltásra, azaz, hogy mekkora fogyasztás esetében éri meg a biomasszáról geotermiára váltani.

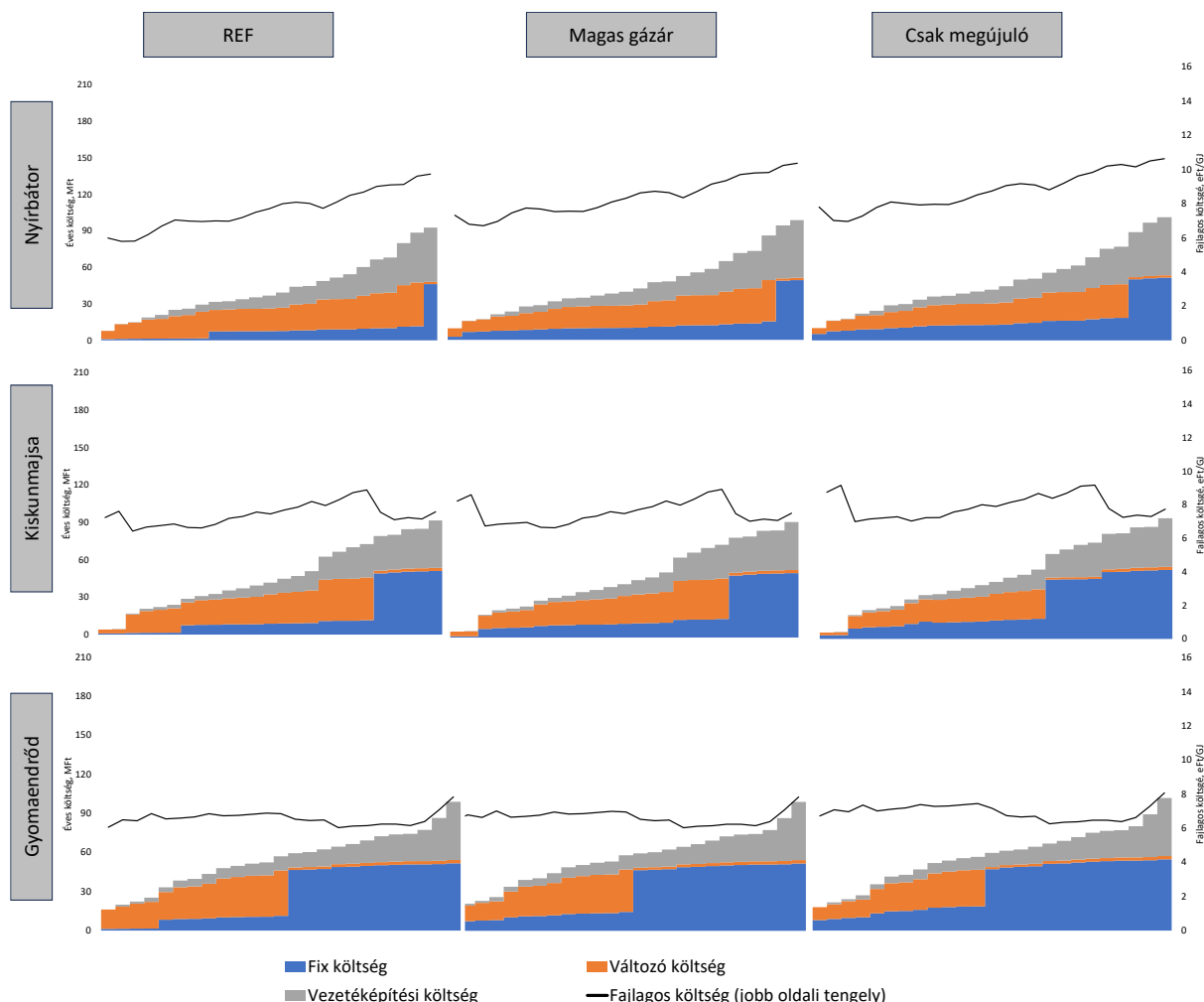
Megvizsgáltuk azt az esetet is, ha megtiltjuk a földgáz alapú ellátást, azaz csak megújuló energiaforrásokkal láthatjuk el a távhőfogyasztókat. Mindhárom város esetében két domináns technológia elterjedését figyelhetjük meg: a biomassza alapú, illetve a geotermikus távhőtermelését. A napkollektorok még kiegészítő elemként sem jelennek meg, de a hőszivattyú is csak Kiskunmajsa esetében jelenik meg, akkor, ha kevés fogyasztót integrálunk a távhőhálózatba. A tisztán megújuló alapú rendszerekben a földgázt jellemzően biomasszával helyettesítjük, a biomassza-geotermia váltás pedig egy kicsit korábban jelenik meg.

A teljes költségösszetétel változása rámutat, hogy minél több fogyasztót vonunk be, annál meghatározóbb költségelem a vezetéképítési költség. Míg kevés fogyasztó esetén a változó költségek dominálnak (elsősorban a földgáz, majd később a biomassza, mint tüzelőanyag költsége), addig egyre több fogyasztó bevonása esetében már a vezetéképítés válik domináns költségelemmé.

Kezdetben – alacsony fogyasztói rákötés esetén – a vezetéképítés költsége adja a teljes éves költségek 10-20%-át. Ugyanakkor, ha minden fogyasztót rákötünk a hálózatra, akkor ezen költségtétel részesedése jelentősen megnő: Nyírbátor esetében 72%, Gyomaendrőd esetében 59%, míg Kiskunmajsa esetében nem éri el az 50%-ot sem (42%). Ez is rámutat arra, hogy igen fontos az adott településen belül a főbb fogyasztók elhelyezkedése, illetve adott területen belül minél több csatlakoztatható fogyasztó azonosítása.

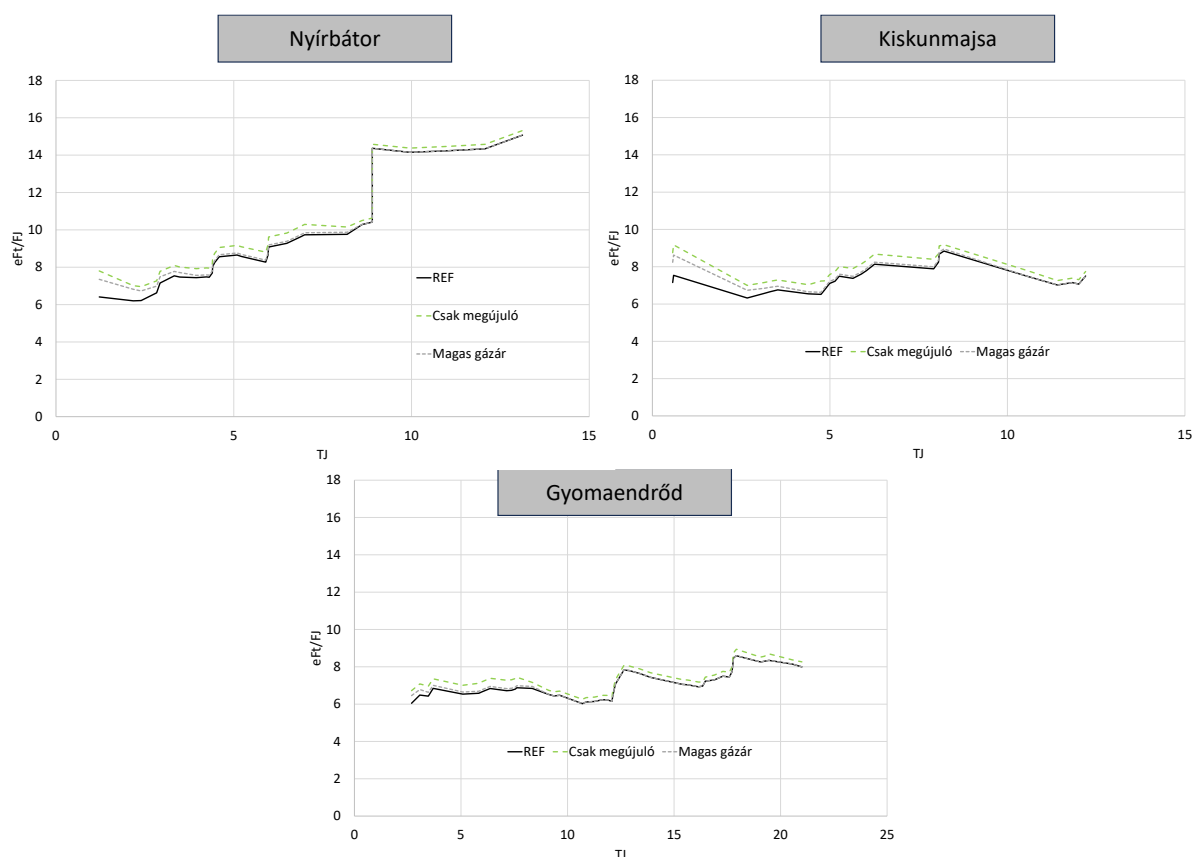
Egy másik fontos megállapítás a költségösszetevők kapcsán, hogy geotermikus rendszer telepítésekor a teljes éves költség döntő része annualizált beruházási költség. Ez azt is jelenti, hogy az így kiépített távhőhálózat „fejnehéz”, azaz igen jelentős beruházási költség keletkezik az első évben, azt követően viszont a működtetési költségek igen alacsonyak, és nagyon kevésbé kitéttek a tüzelőanyagár változásoknak. Ez egyben azt is jelenti, hogy az átlagos értékesítési hőár kisebb kockázatok mellett kalkulálható, mivel a jövőbeli működtetési költségek csak kis részét adják a teljes költségnek.

30. ábra: A költségek összetétele (MFt/év) és a fajlagos költség (Ft/GJ) különböző bevont számú fogyasztó esetében, a három vizsgált forgatókönyvben a három városra vonatkozóan



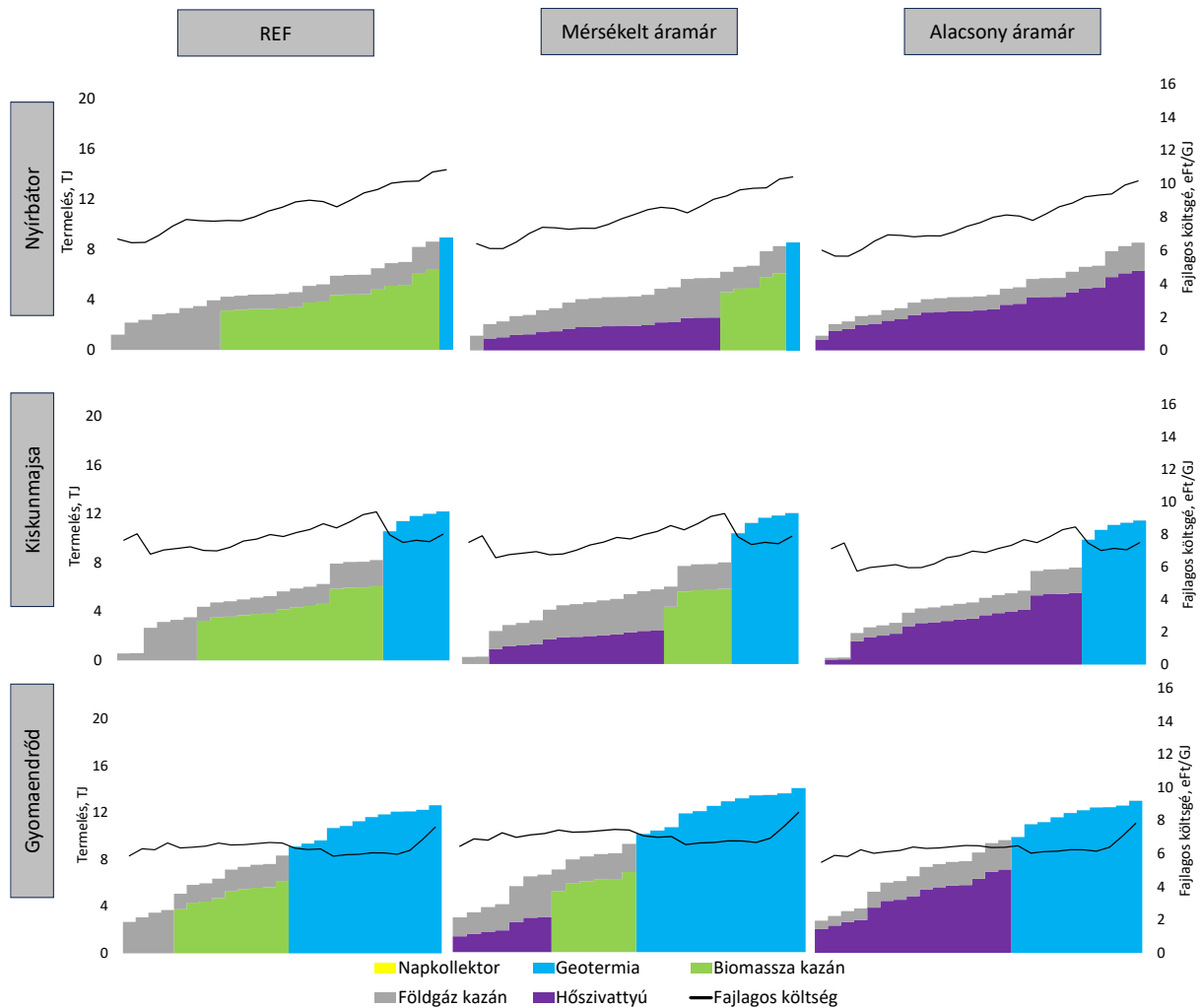
Ahogy korábban rámutattunk: a fajlagos költségek alakulása a bevont fogyasztói számtól függően különböző képet ad a három településre vonatkozóan. Míg Nyírbátorban (ahol a vizsgálatot a távhálózatra csatlakoztatható középületekre korlátoztuk) a bevont fogyasztás arányában meredeken emelkedik az átlagos fajlagos költség, addig ez a jelenség Gyomaendrődön (ahol számos ipari és egyéb üzleti fogyasztó is azonosításra került) és különösen Kiskunmajsa esetében nem jellemző tendencia. Ebből következően jelentős fajlagos költségkülönbségek alakulnak ki a települések között: míg Nyírbátoron 15 eFt/GJ-os fajlagos átlagköltséggel is szembesülünk, addig a másik két településen ez minden fogyasztási mennyiség esetében 9 eFt/GJ-os szint alatt marad. A három forgatókönyvet (REF, magas gázár és csak megújuló) összevetve megállapítható, hogy – a nagyon kis fogyasztási mennyiségeket leszámítva – nincs jelentős, 10%-nál nagyobb költségkülönbség a különböző forgatókönyvek között, ami azt mutatja, hogy a megújuló távfűtési technológiák meglehetősen versenyképesnek mutatkoznak a földgázüzeléssel szemben.

31. ábra: A fajlagos költség (Ft/GJ) különböző fogyasztás mellett, a három vizsgált forgatókönyvben a három városra vonatkozóan



Megvizsgáltunk olyan eseteket is, amikor a villamos energia végfelhasználói ára alacsonyabb szinten alakul. Ahogy korábban bemutattuk, a REF-ben 48 Ft/kWh-ás végfelhasználói árral kalkuláltunk, emellett megvizsgáltuk azon eseteket is, amikor az ár 40, illetve 30 Ft/kWh. Ezen árszintek a 2021 második félévében tapasztalható értékek (~40 Ft/kWh), illetve a 2020-2021-es átlagos értékekkel egyezik meg (~30 Ft/kWh). A modellben alkalmazott áramárak a hőszivattyúk költségére és versenyképességére bírnak jelentős hatással.

32. ábra: A termelés összetétele (GJ) és a fajlagos költség (Ft/GJ) különböző bevont számú fogyasztó esetében különböző áramárak mellett a három városra vonatkozóan



Már mérsékelt áramár (40 Ft/kWh) mellett is jelentős penetrációját láthatjuk a hőszivattyúknak, amelyek elsősorban azon esetekben jelennek meg, amikor viszonylag kevesebb fogyasztót integrálunk a rendszerbe. Elsősorban földgáz, kisebb mértékben biomassza alapú tüzelést helyettesít ezekben az esetekben. Alacsony áramár esetében (30 Ft/kWh) már domináns technológiává válik, és teljesen kiszorítja a biomassza alapú termelést. Ugyanakkor a magas beruházási – de nagyon alacsony működtetési költséggel jellemezhető geotermiát (melynek működési költségei alacsony áramár mellett tovább csökkennek) már nem képes maga mögé utasítani, ezért magas távhőfogyasztás esetében a geotermia még mindig költséghatékonyabb megoldáshoz vezet.

A hőszivattyúk versenyképességét jelentősen növelheti, ha adott település a környezeti hőt meghaladó hőmérsékletű hulladékhőt (pl. strand elfolyó melegvizét) tud hasznosítani. Ez jelentősen (akár 50%-kal) megnövelheti a hőszivattyú hatásfokát reprezentáló COP-értéket, ami megmutatja, hogy egy kWh árammal hány kWh hőt tud előállítani a berendezés.

Látható, hogy az áramár jelentős hatással bír az optimális tüzelőanyag-összetételre, ugyanakkor a fajlagos költségekre csak kis hatással van; annak elsődleges meghatározója, hogy hány fogyasztót integrálunk a rendszerbe, és ahhoz mekkora hálózatra van szükség.

ÖSSZEFOGLALÁS ÉS KÖVETKEZTETÉSEK

A következő főbb következtetéseket vonhatjuk le:

- A legfontosabb a fogyasztók térbeli elhelyezkedése. Minél koncentráltabban jelenik meg a hőfogyasztás, annál inkább kedvez a megújuló energiaforrásoknak, és ez egyben hozzájárulhat ahhoz, hogy újabb fogyasztók rákötése esetén csökkenjen a távhőellátás fajlagos költsége.
- A csupán közintézményekre alapozott távhőfejlesztés (különösen „laza” településszerkezet mellett) nem kedvez a megújuló energiaforrásokra alapozott távhőrendszerek kiépítésének: a rendszerre csatlakoztatható ipari és egyéb üzleti fogyasztók azonosítása (ami jelentősen csökkentheti a fajlagos vezetéképítési költséget) ezen települések esetében kiemelt fontosságú.
- A megújuló konzolidáltabb gázárak mellett is közel vannak a versenyképességhez; alacsony fogyasztási mennyiség esetében a biomassza, magasabb fogyasztás esetében a geotermia is versenyképes tud lenni. A jövőben várható esetleges szabályozásmódosítások (pl. fosszilis tüzelőanyagok árába beépítésre kerülő karbonköltségek), illetve a világpiaci gázárak geopolitikai feszültségeknek kitett fluktuációja tovább növelhetik az alternatív fűtési módok versenyképességét.
- A hőszivattyúk a referencia esetben csak minimális színt jelennek meg. Ugyanakkor alacsonyabb áramár esetében ezen technológia jelentős penetrációját figyelhetjük meg, elsősorban alacsonyabb távhőfogyasztás esetében, mivel a sok fogyasztót integráló esetben a geotermikus rendszereket nem képesek kiszorítani.
- A napkollektor nem jelenik meg domináns technológiaként, ugyanakkor kis méretben kiegészítő jelleggel működhetnek.