



Budapesti Műszaki és Gazdaságtudományi Egyetem
Villamosmérnöki és Informatikai Kar

Mayer Martin János

NAPELEMEK TERMELÉS ELŐREJELZÉSÉNEK PONTOSÍTÁSA

Napelemes rendszerek működésének modellezése

KONZULENS

Dr. Dán András

BUDAPEST, 2014

Tartalomjegyzék

1 Bevezetés.....	3
1.1 Napenergia mint megújuló energiaforrás	4
1.2 Gazdasági megfontolások.....	5
2 Modellalkotás	7
2.1 Napelem modell.....	7
2.2 Áramkörü modell	13
2.3 Inverter modell	14
3 Szimulációs program.....	19
3.1 Program felépítése, adatbevitel	19
3.2 Számítási eredmények	21
3.3 Elhanyagolások.....	23
3.4 Éves termelés számítása	24
4 Eredmények	27
4.1 Napelem és napelemes rendszerek hatásfoka	27
4.2 Éves termelés számítása	33
4.3 Inverter megfelelő illesztése	37
4.4 Elhanyagolások hatása.....	41
4.5 Különböző napelem típusok közti eltérések	46
4.6 Napelemek dinamikus viselkedése	47
4.7 Árnyékolás hatása.....	49
4.8 Megtérülés számítás	52
5 Összefoglalás, következtetések	54
6 Köszönetnyilvánítás.....	57
Irodalomjegyzék	58

1 Bevezetés

A napsugárzás hasznosítható villamosenergia-termelésre és hő formájában fűtési és használati meleg víz előállítási célra egyaránt. A villamos energia termelése két alapvetően eltérő módon történhet, közvetlen vagy közvetett energiaátalakítás segítségével. A közvetlen energiaátalakítás során a napsugárzás energiáját közvetlenül villamos energiává alakítjuk, ennek eszközei a különböző típusú napelemek. A közvetett energiaátalakításnál első lépésben hővé alakítjuk a napsugárzást valamilyen napkollektor segítségével, majd ebből hőkörfolyamat segítségével termelünk villamos energiát, az ilyen rendszereket naphőerőműveknek nevezzük.

Kutatásom témájaként a közvetlen villamosenergia-termelés eszközeinek, a napelemes rendszerek működésének vizsgálatát választottam. A technológia bizonyos formában már több mint fél évszázados múltra tekint vissza, nagymértékű elterjedése mégis csak az elmúlt évtizedben indult meg, és napjainkban is növekvő ütemben zajlik. Az EPIA (European Photovoltaic Industry Association) legújabb tanulmánya [1] részletes adatokat tartalmaz a teljes napelemes beépített kapacitás időbeli növekedésére és az országok közti megoszlásra egyaránt. A tanulmány szerint a teljes beépített teljesítmény 2012 végére elérte a 100000 MW értéket, mely több mint tízszerese az öt évvel korábbi, 2007-es adatnak. Ennek legnagyobb része, 70000 MW az Európai Unió területén található, ezen belül a legtöbb Németországban (32000 MW), melyet Olaszország (16000 MW) és Spanyolország (5000 MW) követ. Magyarországon ezzel szemben 2011 és 2012 végén egyaránt 4 MW a teljes beépített kapacitás, tehát a kis érték ellenére növekvő tendencia nem mutatkozik.

A hazai alacsony elterjedtség okai alighanem a hosszú távú befektetések számára kedvezőtlen gazdasági környezet, az alacsony lakossági megtakarítások és a megfelelő támogatási rendszer hiánya lehetnek. A gazdasági körülmények javulásával és a technológia költségeinek további várható csökkenésének hatására remélhetőleg néhány éven belül Magyarországon is jelentős növekedés indulhat meg, hiszen a hazai sugárzási adottságok egyébként kedvezőbbek, mint a nálunk északabbra fekvő, piacvezető Németországban. A dolgozatban a napelemes rendszerek működésének minél részletesebb vizsgálatára törekedtem, mely lehetővé teszi a naperőművek telephelyének és főbb jellemzőinek optimális meghatározását.

1.1 Napenergia mint megújuló energiaforrás

A hagyományos energiaforrások megújulókkal történő kiváltása ma már politikai szinten is egyre komolyabb célkitűzéssé válik. A fordulat legfőbb okai a fosszilis energiaforrások esetén a csökkenő készletekből fakadó növekvő árak, valamint a globális felmelegedést okozó üvegházhatású gázok kibocsátása, a nukleáris energetikában pedig az atomerőművek biztonsági és hulladékkezelési kérdéskörben felmerülő aggályai. A megújuló alapú energiatermelés azonban bizonyos kivételektől eltekintve még nem bizonyul gazdaságosabbnak a konvencionális erőműveknél, így az elterjedés elősegítésére megfelelő politikai szabályozásra, gazdasági ösztönzők kialakítására van szükség. Erre szolgál az Európai Bizottság 2020-ig érvényes 3x20-as irányelve [2], mely az üvegházhatású gáz kibocsátás 20%-os csökkentését, a megújuló részarány teljes energiatermelésen belüli 20%-ra növelését és az energiahatékonyság 20%-os növelését tűzi ki célul. Ennek jegyében zajlott a Magyar Elektrotechnikai Egyesületnek, a szakma hazai legmeghatározóbb szervezetének idei, 60. Vándorgyűlése is, melynek előadásai főként az energetikai fordulat 2020-ig várható hatásait tárgyalták. A konferencián kiadott állásfoglalás a megújuló energiatermelés ösztönzését, valamint konkrétan naperőműves pilot projektek elindítását is szorgalmazza [3].

A megújuló energiaforrások közé általában a geotermikus, víz-, szél- és napenergiát valamint a biomasszát sorolják. Ezen belül a villamosenergia-rendszer (VER) szempontjából külön kategória az időjárásfüggő megújulók, melybe a szél- és napenergia tartozik. Az ezeket kihasználó termelők jellegzetessége, hogy – mivel tárolókapacitással általában nem rendelkeznek – leadott teljesítményük maximuma az ember által nem befolyásolható időjárási paramétertől, a szélereősségtől illetve a napsugárzás intenzitásától függ. A teljesítmény szabályozására természetesen van lehetőség, de ez gazdasági szempontok miatt csak kivételes esetben történik meg, hiszen ezek a termelők gyakorlatilag nulla változó költséggel üzemelnek. Az időjárásfüggő megújulók tehát rontják a villamosenergia-rendszer stabilitását, hiszen az esetenként igen rövid idő alatt jelentkező nagymértékű teljesítményváltozásokat a rendszerre csatlakozó többi hazai erőműnek vagy importnak kell kompenzálnia. Ezért is van különös jelentősége a naperőművek termelésének pontos előrejelzésének, hogy könnyebben tervezhető legyen a többi erőmű menetrendje. A napelemek esetén fellépő teljesítményugrások mértékével és a napelemek hálózati integrációjának további kérdéseivel a dolgozatban részletesen foglalkozom.

1.2 Gazdasági megfontolások

Az energetikai beruházások megvalósíthatóságának vizsgálatánál az egyik legfontosabb szempont a gazdaságosság és megtérülés kérdése. Az energiatermelés és a fogyasztókhoz történő eljuttatás eszközeit egyaránt a hosszú tervezett élettartam és részben ebből fakadóan magas beruházási költség és lassú megtérülés jellemzi. A naperóművek esetében különösen igaz, hogy a teljes költség legnagyobb részét a beruházási költség teszi ki, a működési, működtetési költségek ehhez képest szinte elhanyagolhatóak. Ez részben előny, hiszen ezáltal a beruházás költségoldala könnyen tervezhető, a magas tőkeigény azonban hátráltatja a technológia terjedését. Bevétele a naperómű számára az eladott villamos energia jelent, amelynek árát azonban piaci körülmények között alacsonyan tartják az olcsóbban termelő konvencionális erőművek és – Magyarország esetében különösen – az olcsó import. Az ebből adódóan szerény bevételek a magas beruházási költségek mellett hosszú beruházási időt eredményeznek, amely esetenként meg is haladhatja a napelemek 25 éves tervezési élettartamát.

A napelemek elterjedésének ösztönzése az állam részéről támogatások biztosításával történhet, melyek a megtérülési idő csökkentésével teszik vonzóbbá a beruházást a befektetők számára. A támogatásnak két alapvető módja lehetséges, az egyik az építés során biztosít egy összegű támogatást, így csökkentve a kiadási oldalt, a másik pedig a termelt villamos energia átvételi árának támogatásával növeli a befektető bevételeit. Utóbbinak további előnye a termelő szempontjából a konkrét támogatási összegben túl, hogy az átvételi ár változásából fakadó bizonytalanságot, így a befektetés kockázatát is csökkenti. Ma Magyarországon a lakossági fogyasztóknál két fajta elszámolási szerződés működik:

- az egyik esetben a háztartási naperómű termelése nem kerül elszámolásra, a megtermelt energia levonódik a fogyasztott energiából az egyidejűségnek megfelelően.
- a másik esetben külön méri a napelem termelését és a háztartás fogyasztását ún. ad-vesz energiamérő szerinti elszámolással. Ez azt jelenti, hogy a napelemes rendszer tulajdonosa használhatja a hálózatot energiátárolóként. A napelemek teljesítményét úgy célszerű méretezni, hogy éves termelésük ne legyen több a háztartásban elfogyasztott energiánál. A tervezés során tehát nagy jelentősége van a termelés előrejelzésének, mivel meg kell becsülni, hogy egy adott névleges teljesítményű rendszertől éves szinten milyen megtermelt energiamennyiséget várhatunk.

A termelés előrejelzésének pontossága kulcskérdés a beruházás gazdasági értékelése során is, háztartási méretű rendszereknél és nagyobb naperőműveknél egyaránt. A megtérülés számításánál a kiadási oldalon a beruházási költség jelentkezik, amely már a tervezés és létesítés során is nagy pontossággal ismert, a bevétel azonban a naperőmű által termelt teljes energiával arányos. A termelés előrejelzés pontossága tehát döntően befolyásolja a megtérülési idő meghatározásának pontosságát, amelynek minél jobb ismerete fontos ahhoz, hogy a beruházást a befektetők számára vonzóvá tehessek.

A termelés előrejelzéséhez ismernünk kell egyrészt az üzemelés során várható főbb meteorológiai adatokat, tehát a sugárzást és a hőmérsékletet, másrészt pedig a rendszer teljesítményét e tényezők függvényében. A meteorológia adatok előrejelzése korábbi évek mérési adatai alapján történhet, számos különböző adatbázis létezik, ahol több éves mérési eredmények alapján képzik egy jellemző meteorológia év várható adatait. Egy adott évben természetesen ettől jelentős eltérések is tapasztalhatóak, hosszú távon ezek azonban kiegyenlítik egymást, így egy jellemző évvel történő számítás több éves vizsgálati periódusban már jó közelítésnek mondható. A naperőművek termelésének meghatározására a meteorológiai adatok alapján különböző bonyolultságú modellek léteznek. Míg az egyszerűbbek csak a hatásfok hőfokfüggése és állandó veszteségek figyelembevételével számítanak közelítő eredményeket, a pontos számításhoz a rendszer minden elemének, a napelemeknek, azok kapcsolásának, az összekötő vezetékeknek és az inverternek is ismernünk kell a jellemzőit és működését. A dolgozat során azt vizsgálom, miként tehető ez a modell minél pontosabbá, mely adatok figyelembevétele van a legnagyobb hatással az eredményekre illetve melyek hanyagolhatóak el, valamint milyen különbségek tapasztalhatóak az eredményben az eltérő számítási módok esetén. Ezen kívül olyan befolyásoló tényezők hatásait is vizsgáltam, melyek bár az eredménybe számszerűsíthetően nem vonhatóak be, mégis fontos figyelembe venni őket a telephely kiválasztása és a tervezés során. Az elkészített modell eredményei alapján jól megfigyelhetőek a napelemes rendszerek működésének fő jellegzetességei, támpontot jelentenek a rendszer optimális felépítésének meghatározásához, valamint segítik a villamosenergia-rendszerre gyakorolt hatások megismerését is.

2 Modellalkotás

Egy hálózatra tápláló naperőmű elengedhetetlen kelléke a napelem modulok mellett az inverter, amely a napelemek egyenáramát hálózati frekvenciás, szinuszos váltakozó árammá alakítja. Az inverterek bemeneti feszültsége általában jóval magasabb, mint egy napelem modul munkaponti feszültsége, így működőképes rendszer kialakításához több modul sorba kapcsolása szükséges, ezeket a soros áramköröket nevezzük sztringeknek. Nagyobb teljesítményű inverterek esetén általában több párhuzamosan kapcsolt sztring csatlakozik az inverter bemenetére a megfelelő napelem összteljesítmény elérése érdekében.

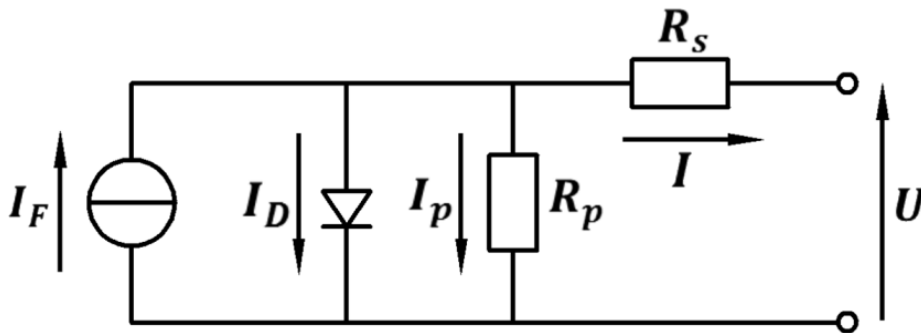
A fenti felépítésnek megfelelően az általam készített modell is három részből épül fel: a napelem modul, az egyenáramú áramkör és az inverter modelljéből. A napelem modell feladata, hogy az adott sugárzási és hőmérsékleti adatok mellett megkeresi az egy napelem modul által kiadható legnagyobb teljesítményt, valamint az ehhez tartozó legfontosabb jellemzőket. Az egyenáramú áramkör modellje a sorosan és párhuzamosan kapcsolt modulok száma alapján az egyes modulok adataiból kiszámítja az inverter bemenetén jelentkező egyenáramú jellemzőket, valamint az összekötő vezetékeken jelentkező feszültségesést és teljesítmény veszteséget is figyelembe veszi. Az inverter modellje a bemeneti teljesítmény és feszültség alapján meghatározza az inverter hatásfokát és így a teljes rendszer által a hálózatra táplált teljesítményt. A modellek részletes leírását és a felhasznált összefüggések bemutatását a következő alfejezetek tartalmazzák.

Minden modell megalkotásánál törekedtem az adott berendezés működésének minél pontosabb leírására, de az is fontos célkitűzésem volt, hogy azok csak olyan bemeneti adatokat használjanak fel a számításhoz, amelyeket a gyártók általánosan közzétesznek a berendezések adatlapján. Ennek érdekében több különböző gyártó termékeinek adatlapját is megvizsgáltam, és a modellben csak azokat az adatokat használtam fel, amelyek minden esetben rendelkezésre álltak. Ennek megfelelően a modellek a megadott korlátokon belül bármilyen rendszer leírására alkalmasak, így segítségükkel széles körben használható szimulációs programot tudtam készíteni.

2.1 Napelem modell

A napelemeknek hagyományosan három főbb típusa létezik: a vékonyréteg napelemeket alacsony hatásfok, de alacsony gyártási költség jellemzi, míg a többrétegű

napelemek hatásfoka igen magas, de ezzel párhuzamosan jóval drágábbak is. A harmadik típus a kristályos szilícium napelemek, melyek ár-teljesítmény arányban a legkedvezőbbek, így a különleges alkalmazásoktól eltekintve ezek a legszélesebb körben használatosak, ezért a modellemben is csak ezeket vizsgáltam. A vékonyréteg és a többrétegű napelemek esetén egyaránt nagy jelentősége van a napelemre érkező fény spektrális összetételének is, amelyet az elkészített modellben nem vettem figyelembe, így a modell e cellatípusok pontos leírására nem alkalmas, ám ezek alacsony piaci részesedése miatt ezt nem is tartottam szükségesnek. A modell készítésénél célom volt a napelem karakterisztikájának meghatározása, amelynek ismerete szélesebb körű vizsgálat elvégzését teszi lehetővé.



2.1. ábra: A napelem cella helyettesítő áramköre

A napelemek leggyakrabban alkalmazott helyettesítő áramköre a 2.1. ábrán látható, mely jól mutatja a cellák elvi működését is. A félvezetőben a beeső fotonok hatására elektronok jutnak a vezetési sávba, ezáltal elektron-lyuk párok keletkeznek, melyek rekombinálódását a félvezetőben létrehozott p-n átmenet gátolja. A töltésszétválást modellezi az áramgenerátor, a p-n átmeneten lejátszódó folyamatokat pedig egy, az áramkörbe kapcsolt diódával jeleníthetjük meg. A soros és párhuzamos ellenállások az ideálistól való eltérést, a cellában jelentkező veszteségeket mutatják. A soros ellenállást a p-n átmenet és a félvezető réteg felszínén található fémes vezetők közti távolság, valamint kis mértékben a vezetők ellenállása jelenti. A párhuzamos ellenállás főként azon töltések áramát jelzi, amelyek a cellák szélén, a p-n átmenet megkerülésével rekombinálódnak. Ezek a szivárgó áramok jó szigeteléssel minimálisra csökkenthetők, így csak igen kismértékű hatást gyakorolnak a cella karakterisztikájára.

A helyettesítő áramkör alapján az alábbi egyenlet írható fel:

$$I = I_F - I_0 \cdot \left(\exp\left(\frac{q(U + I \cdot R_s)}{n \cdot k \cdot T_c}\right) - 1 \right) - \frac{(U + I \cdot R_s)}{R_p} \quad (2.1)$$

ahol I a cella árama [A], U a cella feszültsége [V], I_F az ún. fény áram [A], I_0 a dióda telítési árama [A], q az elemi töltés [C], n a diódára jellemző tényező [-], k a Boltzmann-állandó [J/K], T_c a cellahőmérséklet [K], R_s a soros ellenállása [Ω], R_p a párhuzamos ellenállás [Ω].

Az egyenletben öt ismeretlen paraméter található: I_F , I_0 , n , R_s és R_p . Ezek meghatározására Townsend [4] mutat egy lehetséges módszert, melyet én is alapul vettem a számításaimhoz. A 2.1. táblázatban foglaltam össze azokat a számításhoz szükséges adatokat, amelyek az általam vizsgált összes napelem modul adatlapján szerepeltek.

2.1. Táblázat. A napelemek gyártók által megadott legfontosabb jellemzői

Jellemző neve	Jel	Mértékegység
Rövidzárási áram	I_{rz}	A
Üresjárási feszültség	$U_{üj}$	V
MPP áram	I_{mpp}	A
MPP feszültség	U_{mpp}	V
Rövidzárási áram hőmérsékleti együtthatója	$\mu_{I_{rz}}$	%/°C
Üresjárási feszültség hőmérsékleti együtthatója	$\mu_{U_{üj}}$	%/°C
Maximális teljesítmény hőmérsékleti együtthatója	$\mu_{P_{mp}}$	%/°C
Normál üzemi cellahőmérséklet	T_{NOCT}	°C
Modul magassága	x	mm
Modul szélessége	y	mm
Sorba kapcsolt cellák száma	N_s	-

A számítás során a párhuzamos ellenállás hatását elhanyagoltam, értékét végtelennek tekintettem és szakadással helyettesítettem. Ez a közelítés a mai napelemekre jellemző nagy párhuzamos ellenállás értékek miatt nem okoz jelentős hibát, azonban a számítási algoritmust nagymértékben egyszerűsíti, mivel ennek értéke a fenti adatokból csak nehézkesen határozható meg. A párhuzamos ellenállás az I-U karakterisztika kezdeti, kis feszültség értékekhez tartozó részének meredekségének mérésével könnyedén meghatározható, ilyen mérést azonban a gyártók nem végeznek, legalábbis eredményét a napelem adatlapján nem teszik közzé. Ha az előbbi egyenletet napelem cellák helyett modulokra szeretnénk alkalmazni, a (2.1) egyenletben az exponenciális tag nevezőjében szoroznunk kell a sorba kapcsolt cellák számával. Az egyenletben található állandók összevonására az alábbi helyettesítést alkalmaztam:

$$a = \frac{n \cdot k \cdot T_c \cdot N_s}{q} \quad (2.2)$$

A párhuzamos ellenállás elhanyagolásával és a (2.2) közelítés alkalmazásával az (2.1) egyenlet az alábbi alakban írható fel:

$$I = I_F - I_0 \cdot \left(e^{\frac{U + I \cdot R_s}{a}} - 1 \right) \quad (2.3)$$

Ez az egyenlet már csak négy paramétert tartalmaz, melynek ismeretében implicit módon adja meg a napelem árama és feszültsége közti összefüggést. Mivel a napelemek működését döntő mértékben befolyásolja a napsugárzás értéke és a cellák hőmérséklete, fontos tisztáznunk a négy paraméter sugárzás- és hőmérsékletfüggését. Ezek Townsend [4] szerint:

$$a = a_{ref} \cdot \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad (2.4)$$

$$I_F = I_{F,ref} \cdot \frac{S}{S_{ref}} \cdot [1 + \mu_{I,rz} \cdot (T_c - T_{c,ref})] \quad (2.5)$$

$$I_0 = I_{0,ref} \cdot \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3 \cdot \exp \left(\frac{\varepsilon \cdot N_s}{q \cdot a_{ref}} \cdot \left(1 - \frac{T_{c,ref}}{T_c} \right) \right) \quad (2.6)$$

ahol ε a tiltott sáv szélessége a félvezetőben [J], T_c a cellahőmérséklet [K], S a napsugárzás intenzitása [W/m^2], a ref index pedig a referencia értékeket jelöli. Napelemek esetében ezek általánosan az ún. STC (standard test conditions) értékek, melyek értéke: $S_{STC} = 1000 \text{ W}/\text{m}^2$, valamint $T_{c,STC} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$.

A soros ellenállás (R_s) értéke állandó, a cellahőmérséklettől és sugárzástól független. Mindezek ismeretében az 1. táblázat adataiból felírható a négy egyenlet, amelyekkel a négy paraméter referencia értéke meghatározható. Három egyenlet adódik a három nevezetes pont, a rövidzárási, üresjárási és MPP értékeinek (2.3) egyenletbe helyettesítésével, a negyediket pedig a hőfokfüggés alapján határozhatjuk meg. Számításaim során az alábbi egyenleteket használtam:

$$I_{F,ref} = I_{rz} \quad (2.7)$$

$$I_{0,ref} = I_F \cdot \exp \left(-\frac{U_{üj}}{a} \right) \quad (2.8)$$

$$R_{s,ref} = \frac{a \cdot \ln \left(1 - \frac{I_{mpp}}{I_F} \right) - U_{mpp} + U_{üj}}{I_{mpp}} \quad (2.9)$$

$$a_{ref} = \frac{\left(\frac{\mu_{U,ij}}{100} T_{c,ref} - 1\right) \cdot U_{ij} + \frac{\varepsilon \cdot N_s}{q}}{\frac{\mu_{I,rz}}{100} T_{c,ref} - 3} \quad (2.10)$$

A napelem működése nagymértékben függ a cellahőmérséklettől, a meteorológiai adatok közt azonban csak a külső levegő hőmérsékletét ismerjük, ezért nagy jelentősége van a két jellemző közti összefüggés meghatározásának. Ezt egy, a napelem egységnyi felületére felírt energiamegmaradási egyenlet segítségével tehetjük meg:

$$\tau\alpha \cdot S = \eta \cdot S + U_{\text{átlag}} \cdot (T_c - T_k) \quad (2.11)$$

ahol τ a napelem felületén található üveglap transzmissziós tényezője [-], α a napelemben található szilícium réteg abszorpciós tényezője [-], A a napelem sugárzást elnyelő felülete [m²], $U_{\text{átlag}}$ az A felületre vetített átlagos hőátbocsátási tényező [W/m²K], T_k külső hőmérséklet [°C].

Az egyenlet bal oldala a napsugárzásból a napelem által elnyelt teljes energiát jelenti, a jobb oldalán pedig látjuk, hogy ez részben villamos energiává alakul, részben pedig a környezet felé távozik. Az $U_{\text{átlag}}$ tényező analitikus meghatározásához pontosan ismernünk kellene a napelemet felépítő anyagok rétegrendjét és termikus tulajdonságait, valamint a környező levegő napelem elhelyezkedéséből adódó áramlási lehetőségeit a különböző szélirányok és sebességek esetén. Ennek elkerülésére az $U_{\text{átlag}}$ tényezőt a gyártók által kísérleti úton meghatározott és a napelemek adatlapján közölt normál üzemi cellahőmérséklet (nominal operating cell temperature) segítségével becsüljük. A NOCT hőmérséklet $S_{NOCT} = 800 \text{ W/m}^2$ napsugárzás, $T_{k,NOCT} = 20 \text{ °C}$ külső hőmérséklet, 1 m/s szélsébség és szabad napelem hátlap esetén az üresen járó cella hőmérsékletét jelenti. Ezek az adatok segítségével a (2.11) egyenlet alapján az alábbi összefüggést kaphatjuk a cellahőmérsékletre:

$$T_c = T_k + \frac{S}{S_{NOCT}} \cdot (T_{NOCT} - T_{k,NOCT}) \cdot \left(1 - \frac{\eta}{\tau\alpha}\right) \quad (2.12)$$

Az ismeretlen $\tau\alpha$ szorzat még szerepel az egyenletben, ezt 0,9-nek tekintem, mely közelítés nem okoz jelentős hibát az eredményben, hiszen a hatásfok értéke jóval kisebb 1-nél. Az egyenlet alapján láthatjuk, hogy a cellahőmérséklet a külső hőmérséklet növekedésével azonos mértékben, a napsugárzás növekedésével lineárisan nő, a hatásfok növekedésével pedig kis mértékben csökken. A számítás állandó $U_{\text{átlag}}$ tényezőt feltételez, mely csupán közelítés, a valóságban a szélsébség és egyéb tényezők is befolyásolhatják, sőt kis mértékben a cellahőmérséklettől is függ. Tapasztalat alapján tudjuk, hogy a magasabb szélsébség növeli a hőátadási tényezőt és hűti a cellát, a jelenség pontos leírása azonban az

$U_{\text{átlag}}$ analitikus meghatározása nélkül nem lehetséges. A NOCT hőmérséklet 1 m/s szélességet vesz figyelembe, mely átlagos értéknek tekinthető, így az ettől való eltérés elhanyagolása nem okoz jelentős hibát. A (2.12) egyenlet fenti formájában csak iteratív úton oldható meg, hiszen a hatásfok és cellahőmérséklet kölcsönösen függenek egymástól. Az iteráció elkerülésének módja az utolsó tag elhanyagolása lehet, ebben az esetben az alábbi összefüggés adja a cellahőmérsékletet:

$$T_c = T_k + \frac{s}{s_{NOCT}} \cdot (T_{NOCT} - T_{k,NOCT}) \quad (2.13)$$

A modell alkalmazása során tehát első lépésben a paraméterek referencia értékeit kell meghatározni a (2.7-10) egyenletek segítségével, majd a cellahőmérséklet alapján a (2.4-6) egyenletekkel számítható a paraméterek aktuális értéke, amelyekkel már felírható a (2.3) egyenlet alapján a modul feszültsége és árama közti összefüggés. Ez egy transzcendens egyenlet, melyet numerikusan megoldva meghatározhatjuk a modulra érvényes I-U és P-U jelleggörbéket. A P-U karakterisztika maximuma a modul legnagyobb teljesítményű pontja (maximum power point, MPP), melyet a ma használatos inverterek MPPT (maximum power point tracking) algoritmusuk által már nagy pontossággal követni tudnak. A jelleggörbék alapján a legnagyobb teljesítményű ponton kívül adott feszültséghez vagy teljesítményhez tartozó munkapontok is megkereshetőek, és ezek adatai is leolvashatóak. Ezzel a módszerrel tehát a modul teljesítményén túl meghatározható az ehhez tartozó áram és feszültség értéke is, amelyekre szükségünk van a rendszer további elemeinek pontos modellezéséhez.

Az eddigiekben bemutatott, karakterisztika meghatározásán alapuló modell számítógépes szimuláció során jól használható, kézi számításra azonban a numerikus megoldás és iterációs szükségessége miatt alkalmatlan. Készítettem egy egyszerűsített napelem modellt is, amely jóval kevesebb adat alapján, néhány egyenlet segítségével képes a napelem maximális teljesítményének számítására, azonban valamivel pontatlanabb a fenti módszernél, és kevesebb adatot biztosít a további számításhoz. Ez a modell a teljesítmény számításánál egyedül a sugárzás mértékét és a hatásfok hőmérsékletfüggését veszi figyelembe, így az alábbi egyenlet alapján számol:

$$P_{mp} = P_{STC} \cdot \frac{s}{s_{STC}} \cdot [1 + \mu_{P,mp} \cdot (T_c - T_{c,STC})/100] \quad (2.14)$$

Ezzel a módszerrel azonban a legtöbb esetben nem tudjuk meghatározni sem a munkaponti feszültséget, sem az áramot, valamint azzal sem tudunk számolni, ha a modul valamilyen okból kifolyólag nem a legnagyobb teljesítményű munkapontban üzemel. A

számítás a hatásfok sugárzásfüggését sem veszi figyelembe, így alacsony, az STC értéktől jelentősen eltérő sugárzás esetén a pontossága jelentősen lecsökken. Ezt az egyszerűsített modellt azért készítettem, hogy a másik modell alapján kapott szimulációs eredményeket ezzel, mint akár kézzel is könnyen számítható referenciával össze tudjam hasonlítani, és vizsgálni, hogy mennyire tekinthető jó közelítésnek ez a modell, illetve mennyivel pontosabb a bonyolultabb számítás.

Mindkét modell képes a hatásfok meghatározására is, az alábbi szokványos összefüggés alapján:

$$\eta_{mpp} = \frac{P_{mpp}}{S \cdot A} = \frac{I_{mpp} \cdot U_{mpp}}{S \cdot A} \quad (2.15)$$

2.2 Áramköri modell

Az egyenáramú áramkör modellezése során a két legfontosabb jellemző az egy sztringen belül sorba kapcsolt modulok (n_s) és a párhuzamosan kapcsolt sztringek (n_p) darabszáma. A naperőmű optimális működéséhez fontos, hogy egyazon inverterhez lehetőleg azonos típusú napelemek csatlakozzanak, és minden sztring azonos számú modult tartalmazzon, mert csak így biztosítható, hogy az összes modul a legnagyobb teljesítményű pontban működhessen. A veszteségek számításához ezen kívül szükség van a modulokat összekötő vezeték jellemzőinek ismeretére is. A modellben egy olyan általános elrendezést tételeztem fel, ahol minden sztringen belül azonos vezeték köti össze a modulokat, melyen csak egy sztring árama folyik át, valamint e vezetékek találkozási pontját egy más adatokkal jellemezhető vezeték köti össze az inverterrel, melyen már az összes sztring árama jelentkezik. Amennyiben az egyes sztringek vezetékai nem egyesülnek az inverter előtt, hanem annak különböző bemeneteire csatlakoznak, a közös vezeték hosszának 0 értékűre állításával ez a kapcsolás is modellezhető. Ha az egyes sztring vezetékek hossza eltérő, átlagos hosszal számolva jó eredményt kapunk, bár az ilyen eseteket érdemes elkerülni, mert az egyes sztringeken jelentkező eltérő feszültségesés miatt nem lesz képes minden modul a maximális teljesítményen üzemelni. Kis feszültségesésű, rövid vezetékek esetén az ebből fakadó kiesés nem jelentős, de hosszabb vezetékeknél már érdemes lehet a hosszal arányosan a keresztmetszet növelése is, hogy az ellenállás minden vezetéken közel állandó legyen. Ilyen esetben bármely vezeték adatai megadhatóak, hiszen a modell csak az abból képzett ellenállást használja a számítás során.

A vezeték ellenállás számítása a jól ismert képlet alapján történik:

$$R = \rho \cdot \frac{l}{A} \quad (2.16)$$

ahol R a vezeték ellenállása $[\Omega]$, ρ a vezeték anyagának fajlagos ellenállása $[\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}]$, l a vezeték hossza $[\text{m}]$, A pedig a keresztmetszete $[\text{mm}^2]$.

Az inverter bemenetén érvényes egyenáramú jellemzőket a modulok száma alapján, a veszteségek figyelembevételével az alábbi összefüggések határozzák meg:

$$U_{DC} = U_{PV} \cdot n_s - I_{PV} \cdot (R_{sz} + n_p \cdot R_k) \quad (2.17)$$

$$I_{DC} = I_{PV} \cdot n_p \quad (2.18)$$

$$P_{DC} = P_{PV} \cdot n_s \cdot n_p - I_{PV}^2 \cdot n_p \cdot (R_{sz} + n_p \cdot R_k) \quad (2.19)$$

ahol U_{PV} [V], I_{PV} [A] és P_{PV} [W] az egy modulra vonatkozó feszültség, áram és teljesítmény, U_{DC} [V], I_{DC} [A] és P_{DC} [W] az inverter bemenetén jelentkező DC jellemzők, R_{sz} a sztring vezeték ellenállása $[\Omega]$, R_k pedig a közös vezeték ellenállása $[\Omega]$.

2.3 Inverter modell

Az inverterek csoportosítása több szempont szerint is lehetséges, melyek közül a legalapvetőbb, hogy egy- vagy háromfázisú az inverter. A hazai szabályozás szerint [5] egyfázisú hálózati csatlakozás esetén legfeljebb 5 kVA névleges teljesítmény engedhető meg, míg háromfázisú csatlakozásnál a fázisok közti aszimmetria lehet legfeljebb 5 kVA. Az 5 kW-nál (az inverterek általában egységnyi teljesítménytényezővel működnek, így VA helyett használható a W mértékegység) kisebb teljesítményű rendszerek esetében általában egyfázisú invertert alkalmaznak annak alacsonyabb ára miatt, míg 5kW felett szükségszerűen háromfázisút. A másik fontos konstrukciós eltérés az inverterek közt az, hogy transzformátoros vagy transzformátor nélküli-e az adott berendezés. A transzformátoros inverter előnye a galvanikus leválasztás és az alacsonyabb bemeneti feszültség, hátránya viszont a rosszabb hatásfok. Néhány európai országban létezik erre vonatkozó szabályozás, miszerint csak transzformátoros inverterek használata megengedett, hazánkban azonban ilyen korlátozás nincs.

Teljesítménytartomány szerint további három csoportra oszthatók az inverterek: a legkisebb teljesítményűek az ún. microinverterek, a háztartási méretű rendszerekben leggyakoribbak a sztring inverterek, míg a legnagyobb teljesítményűek a központi inverterek. A microinverterek lényege, hogy minden egyes napelem modulhoz külön inverter tartozik, és a modulokat már hálózati frekvenciás váltakozó áramú vezeték köti össze, ennek megfelelően

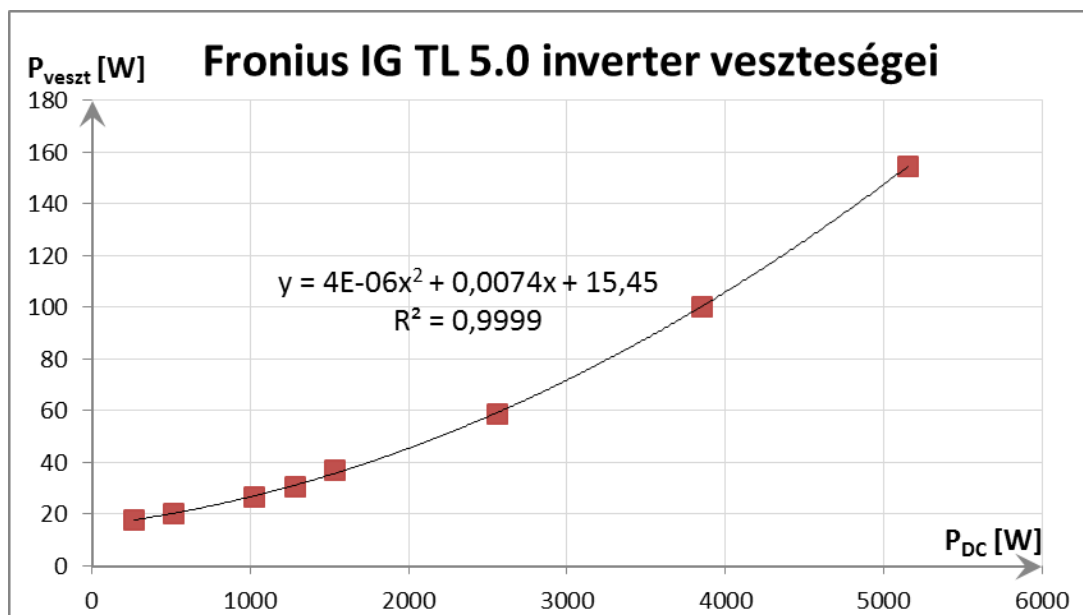
az ilyen inverterek jellemző egységteljesítménye 200-250 W, és bemeneti feszültségük is egy modul feszültségéhez illeszkedik. Előnyük, hogy minden modulra külön MPPT algoritmus valósul meg, így minden modul képes a maximális teljesítményét leadni. Főként kisméretű, könnyen bővíthető rendszerek hozhatók létre velük (pl. épületek külső burkolása napelemekkel). A sztring inverterek, vagy gyakran megkülönböztető jelző nélkül csak inverterek lényege, hogy egy, vagy néhány sztringhez tartozik egy inverter, a lakossági napelemes rendszerek döntő többsége ilyen inverterrel rendelkezik. A központi inverterek nagyobb teljesítményű naperőművekben használatosak, jellemző teljesítményük több 100 kW. Előnyük a jó hatásfok és fajlagosan alacsony ár, hátrányuk azonban, hogy a nagyszámú modulra közös MPP keresés valósul meg, így az esetleges aszimmetriák jelentős veszteségeket okozhatnak. Az általam használt modell mindhárom típus leírására alkalmas.

Az invertert leíró modell fontos feladata, hogy az inverter hatásfoka segítségével kiszámítsa az itt jelentkező veszteségeket és a hálózatra kiadható energiát. Az inverterek hatásfoka legnagyobb mértékben a bemeneti DC teljesítménytől és feszültségtől függ. A gyártók az inverterek hatásfokát általában mérésel határozzák meg, és az eredményeket táblázatos formában vagy diagramban közlik a készülék adatlapján. A hatásfok mérését három különböző feszültségszinten, a minimális és maximális MPP követési feszültségnél valamint az inverter névleges bemeneti feszültségén végzik el, ezen belül minden feszültségen nyolc mérés történik, a névleges teljesítmény 5, 10, 20, 25, 30, 50, 75 és 100 %-ánál. Ebből számítják az ún. európai hatásfokot (η_{EU} , [%]), amely a hatásfok fenti adatokból képzett, az egyes teljesítmények Európában átlagosan jellemző relatív gyakoriságával és a teljesítmények relatív értékével súlyozott átlaga. Az európai hatásfok felhasználásával a hálózatra táplált teljesítmény (P_{AC} , [W]) az alábbi módon számítható:

$$P_{AC} = \eta_{EU} \cdot P_{DC} \quad (2.20)$$

Az európai hatásfok alkalmazása éves szinten jó közelítésnek mondható, egy adott sugárzási és hőmérsékleti adatpárhoz, az ebből adódó napelem munkaponthoz tartozó pontos inverter hatásfoktól azonban gyakran jelentős eltérést mutat, így lehetőség szerint kívánatos az inverter aktuális, adott bemeneti teljesítmény és feszültség esetén érvényes hatásfokának meghatározása is. Ehhez szükségünk van táblázatosan az összes mérési pont hatásfokára, amelyet az európai hatásfokkal ellentétben nem minden gyártó tesz közzé, így néha a szükséges adatok hiányában kényszerülünk pontatlanabb számításra.

A pontos számítás érdekében első lépésben az egyes mért AC teljesítmény értékeket a hozzájuk tartozó hatásfokkal leosztva megkapjuk a hozzájuk tartozó DC teljesítményt, a kettő különbségeként pedig az inverter veszteségét. A veszteséget a DC teljesítmény függvényében ábrázolva jó közelítéssel másodfokú görbét kapunk. Ez azt jelenti, hogy az inverter veszteségei három részből tevődnek össze: egy részük állandó, másik részük a teljesítménnyel, a harmadik pedig a teljesítmény négyzetével arányos. Mivel ezek a pontok egy adott DC feszültségre vonatkoznak, és a hálózati feszültség is közel állandó, a teljesítménnyel arányosság tulajdonképpen az inverteren folyó árammal való arányosságot jelenti. Így fizikai magyarázatot is találunk a veszteségek összetételére: állandó értékű veszteségeket okoznak például az inverter és hozzá tartozó szűrőkörök állandó feszültségre kapcsolt párhuzamos elemei, az árammal közel arányos veszteség keletkezik a félvezető kapcsolóelemeken, melyeken a feszültségesés közel állandó, az áram négyzetével arányos veszteség pedig az inverter soros elemein keletkezik. A veszteségek másodfokú függése tehát nem csak az adatok alapján tapasztalható, hanem a fizikai képünk is ezt támasztja alá, így a lineáris interpolációnál pontosabb eredményt kapunk, ha egy másodfokú polinommal számítjuk a veszteségeket. A veszteségekre vonatkozó mért adat és az arra illesztett polinom és annak egyenlete a 2.2. ábrán látható.



2.2. ábra: Inverter vesztesége a bemeneti teljesítmény függvényében

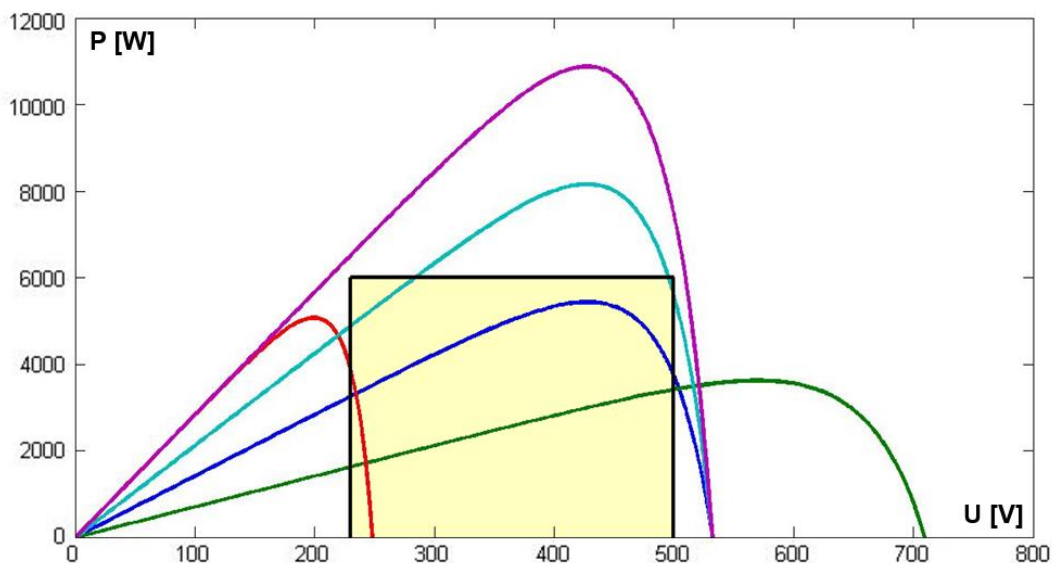
Abból, hogy az inverter vesztesége leírható egy másodfokú polinommal a bemeneti teljesítmény függvényében, matematikailag egyenesen következik, hogy a DC teljesítmény és a veszteség különbségeként értelmezett AC teljesítmény ugyanígy leírható egy másodfokú

polinommal, csak a lineáris tag együtthatója lesz eltérő értékű. Ennek megfelelően az inverter által kiadott váltakozó áramú teljesítmény az alábbi képlettel számítható:

$$P_{AC} = p_2 \cdot P_{DC}^2 + p_1 \cdot P_{DC} + p_0 \quad (2.21)$$

ahol p_2 [1/W], p_1 [-] és p_0 [W] a másodfokú polinom illesztése során kapott együtthatók. Ahhoz, hogy a feszültség hatását is figyelembe vehessük a hatásfokban, a (2.21) egyenlet segítségével a bemeneti feszültséget legközelebből körülvevő két feszültségszintre is ki kell számolni az AC teljesítményt, majd lineáris interpolációval határozható meg a végleges érték.

Az inverter modell másik feladata, hogy az inverter működési korlátainak figyelembevételével beállítsa a napelem optimális munkapontját. Az inverter működési tartománya a teljesítmény-feszültség diagramon egy téglalapnak tekinthető, melynek feszültséghatárai az inverter minimális és maximális MPP feszültsége, teljesítményhatára pedig felülről a maximális DC feszültség, melyek mindegyike az inverter adatlapján szereplő jellemző. Az inverter működési tartományának és a napelemek jelleggörbéinek egymáshoz való lehetséges viszonyait a 2.3. ábra mutatja be.



2.3. ábra: Az inverter működési tartománya és a napelemek lehetséges jelleggörbéi P-U diagramon

Az ideális esetet a kék görbe mutatja, melynél az MPP az inverter működési tartományán belül található, így az inverter képes a napelemet az adott viszonyok mellett legnagyobb teljesítményen működtetni. A zöld és piros jelleggörbék esetén az MPP kívül esik az inverter feszültségtartományán, így azt nem tudja követni az inverter, és a napelemek egy, az inverter feszültsége által megszabott alacsonyabb teljesítményű munkapontban termelnek,

amely veszteséget jelent az ideális esethez képest. A türkizkék görbe esetén az MPP a feszültséghatárokon belül található, a hozzá tartozó teljesítmény mégis nagyobb, mint az inverteren megengedhető maximális teljesítmény, így az inverter a túlterhelés elkerülése érdekében kénytelen a feszültség csökkentésével szabályozni a napelemet. A lila jellegű görbe egy olyan esetet mutat, amikor az napelemnek és az inverternek egyáltalán nem található közös munkapontja, így megszűnik az energiatermelés és kikapcsol a rendszer. Hasonló eset fordulhat elő a piros görbéhez hasonló, kissé alacsonyabb feszültségű esetben is, amikor a napelemek üresjárási feszültsége is alacsonyabb az inverter minimális feszültségénél. Egy jól megtervezett rendszer esetében ilyen szélsőséges üzemi állapotok nem fordulnak elő, és az inverter minden sugárzási és hőmérséklet érték esetén képes a napelemeket azok legnagyobb teljesítményű pontjában üzemeltetni. A modellben az ilyen esetek kezelése mégis elengedhetetlen, mivel ennek hiányában a hibásan méretezett rendszerek esetén a valóságtól igen távoli, kedvező eredményeket kapnánk.

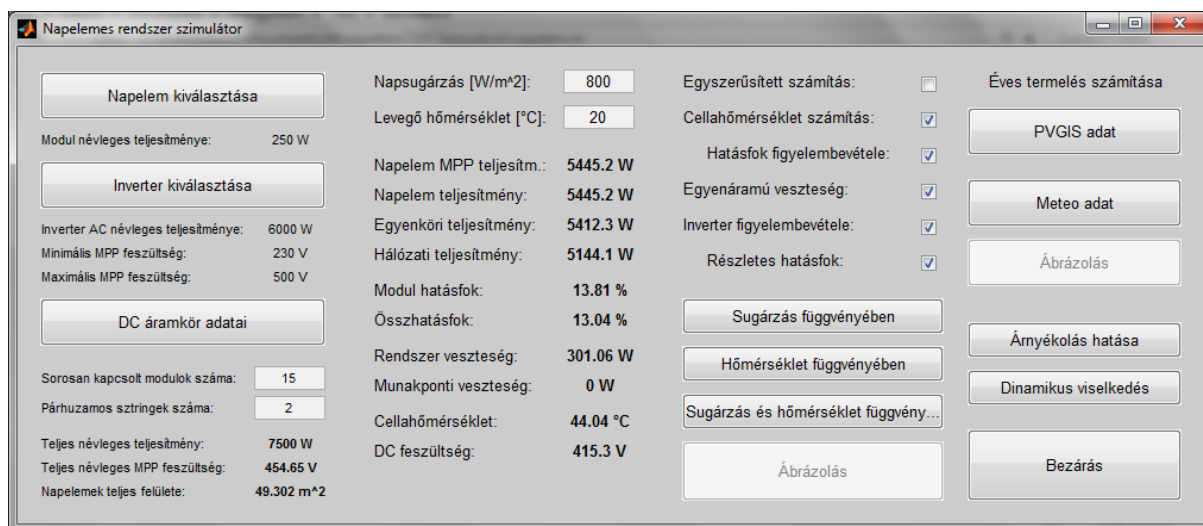
Az inverter modell természetesen önmagában csak azt képes érzékelni, hogy a napelemek valamilyen okból nem működhetnek az MPP-ben, és meghatározza, hogy mi az a feszültség vagy teljesítmény, ami az elérhető legjobb munkapontot megszabja. Ezek után újra vissza kell térni a napelem modellhez, és az MPP helyett az adott feszültség vagy teljesítmény által meghatározott pontot kell megkeresni, majd ennek segítségével újraszámolni az áramkör és az inverter veszteséget és a hálózatra kiadható teljesítményt.

3 Szimulációs program

Az előző fejezetben bemutatott modellek alapján Matlab környezetben szimulációs programot készítettem, amely az előzőekben bemutatott képletek és módszerek alapján elvégzi a szükséges számításokat és megjeleníti a fontosabb eredményeket. A szimuláció működésének fontosabb lépéseit, és a számítási lehetőségeket a következőkben részletesen bemutatom.

3.1 Program felépítése, adatbevitel

Az elkészített program futtatása során a 3.1. ábrán látható ablak fogad minket.



3.1. ábra: A szimulációs program grafikus felülete

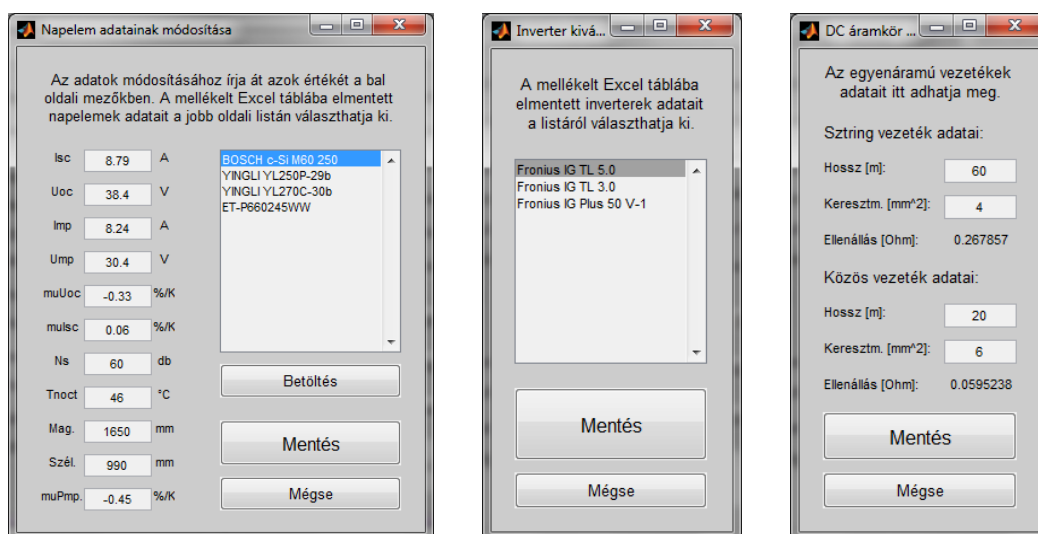
A napelemes rendszer adatainak megadása a grafikus felület bal oldali első oszlopában történhet meg. Fontos megjegyezni, hogy szimuláció készítése során az egyszerű kezelhetőség is szempont volt, ennek érdekében a program bezáráskor minden lényeges adatot eltárol, és megnyitáskor ezeket újra betölti, így nem kell minden futtatás során újradefiniálnunk a rendszert, csak abban az esetben, ha valamit meg szeretnénk változtatni. A választható napelem modulok és inverterek adatait a program egy Excel táblával együttműködve tárolja. A tábla két munkalapot tartalmaz, az egyikben a napelemek, a másikban az inverterek adatai szerepelnek, minden sorban egy-egy eszköz, ezen belül az első oszlopban minden esetben annak neve, majd utána a fontosabb adatok következnek meghatározott sorrendben. Új eszköz felvételéhez egyszerűen csak a táblázat következő üres sorát kell kitölteni a szükséges adatokkal, majd mentés után az így definiált berendezés a

szimuláció következő futtatásakor már választható lesz. Ezzel a megoldással viszonylag egyszerű módon gyakorlatilag korlátlan számú berendezés felvehető a szimulációban választható elemek körébe, mellyel így tetszőleges rendszer modellezhetővé válik, ha a felépítő berendezésinek adatlapja a birtokunkban van. Az Excel tábla egy részletét a 3.2. ábrán mutatom be, a kép példaként a napelemes lista elejét tartalmazza, de hasonló felépítésű az inverteres munkalap is.

Napelem neve	Isc [A]	Uoc [V]	Imp [A]	Ump [V]	muUoc [%/K]	mulsc [%/K]	Ns	T _{NOCT} [°C]	Magasság [mm]	Szélesség [mm]	muPmp [%/K]
BOSCH c-Si M60 250	8,82	37,9	8,25	30,31	-0,32	0,032	60	48,4	1660	990	-0,46
YINGLI YL250P-29b	8,79	38,4	8,24	30,4	-0,33	0,06	60	46	1650	990	-0,45
YINGLI YL270C-30b	9,06	39	8,68	31,1	-0,31	0,04	60	46	1650	990	-0,42
ET-P660245WW	8,73	37,27	8,13	30,14	-0,34	0,04	60	45,3	1640	992	-0,44

3.2. ábra: A napelemek és inverterek adatait tároló táblázat részlete

Az adatok betöltése a szimulációban a „Napelem kiválasztása” illetve az „Inverter kiválasztása” gombok lenyomására megnyíló ablakban történik. Ez az ablak mindkét esetben tartalmaz egy-egy listát az Excel táblázatban eltárolt berendezések nevével, itt választható ki a betölteni kívánt berendezés. A napelem modulok esetében a betöltésen kívül lehetőség van arra is, hogy a modul adatait a programon belül, az erre szolgáló ablak szövegdobozain keresztül adjuk meg. Inverterek esetén ilyen lehetőséget nem alakítottam ki, hiszen a részletes hatásfokok miatti jóval nagyobb számú beviteli adat esetére ennek már nem láttam gyakorlati hasznát. A „DC áramkör adatai” gomb megnyomásával szintén egy új ablak nyílik meg, amelyben lehetőség van a sztring és a központi vezeték hosszának és keresztmetszetének beállítására, és itt megjelenik az ebből számolt ellenállás is. Természetesen mindhárom esetben tartalmaz „Mégse” gombot is a megfelelő ablak arra az esetre, ha valamiért mégis a korábbi adatokat szeretnénk megtartani. Az említett három ablak a 3.3 ábrán látható.



3.3. ábra: A napelem, az inverter és a DC áramkör adatainak beállítására szolgáló ablakok

A sztringenként sorosan kapcsolt modulok számát és a párhuzamos sztringek számát az említett gombok alatti szövegmezőkben adhatjuk meg. A napelemek és az inverter illesztésének megkönnyítésére a program kiírja a választott inverter névleges teljesítményét és MPP feszültségtartományát, valamint a felhasználó által beírt modulszámok esetén érvényes összes névleges napelem teljesítményt és az összesített névleges modulfeszültséget is. A sorosan kapcsolt modulok számát úgy célszerű megválasztani, hogy az eredő feszültségük az inverter bemeneti feszültségtartományának középebe, lehetőleg a határoktól minél távolabb essen, hogy szélsőséges meteorológiai körülmények esetén se kelljen a feszültség miatt korlátozni a rendszer teljesítményét. A párhuzamos sztringek számát ezt követően úgy kell megválasztani, hogy a napelemek összteljesítménye a kívánt értékű legyen, és ne legyen lényegesen magasabb a névleges teljesítményénél. A modulszám beállítása után a program kiírja a napelemek teljes felületét is.

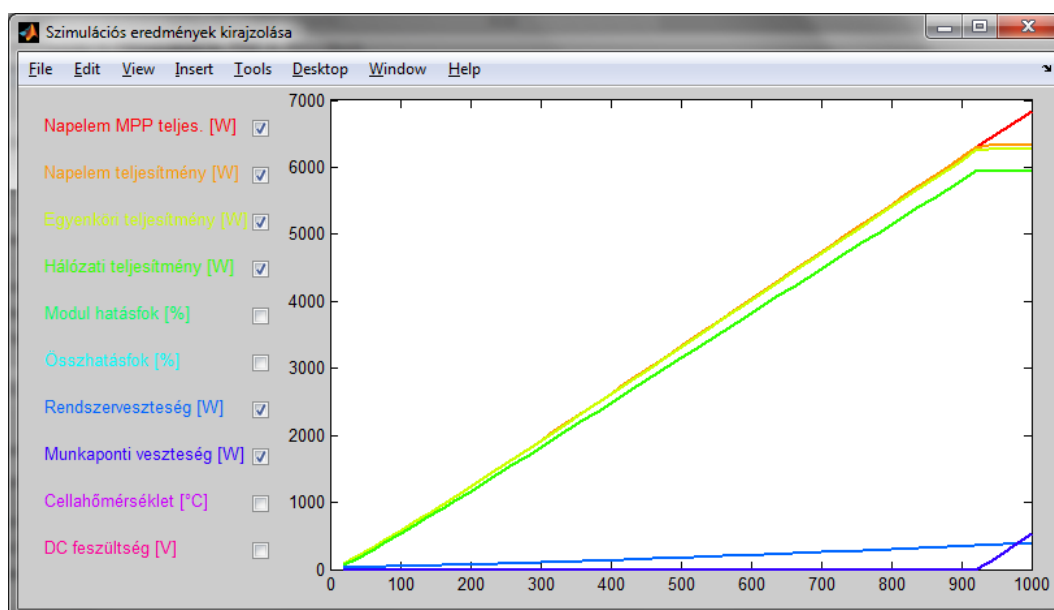
3.2 Számítási eredmények

A szimuláció két bemeneti adat, a napsugárzás és a levegő hőmérséklete alapján határozza meg a napelemek optimális munkapontját, a hálózatra táplált energia és más lényeges jellemzőket. A program összesen 10 adatot jelenít meg, amelyeket a legfontosabbaknak tartottam későbbi vizsgálatok szempontjából:

- Napelem MPP teljesítmény [W]: a napelemekkel együttesen elérhető legnagyobb teljesítmény az adott időjárási helyzetben.
- Napelem teljesítmény [W]: a napelemek összteljesítménye a tényleges működési munkapontban. Ez az érték akkor tér el az előzőtől, ha az inverter a működési korlátai miatt lecsökkenti a napelem teljesítményét.
- Egyenköri teljesítmény [W]: az előbbi érték egyenáramú veszteségekkel csökkentett értéke, amely az inverter bemenetén jelentkezik.
- Hálózati teljesítmény [W]: az inverter által a hálózatra táplált teljesítmény, az előző értéknél az inverter veszteségeivel alacsonyabb.
- Modul hatásfok [%]: a napelemek adott munkapontban érvényes hatásfoka, a napelem teljesítmény és a teljes beérkező sugárzási teljesítmény hányadosa.
- Összhatásfok [%]: a teljes rendszer hatásfoka, a hálózati teljesítmény és a teljes beérkező sugárzási teljesítmény hányadosa.

- Rendszer veszteség [W]: az egyenáramú vezetékezés és az inverter veszteségeinek összege.
- Munkaponti veszteség [W]: a napelemek optimális (MPP) és aktuális munkaponti teljesítményének különbsége, tehát az inverter által végrehajtott szabályozásából adódó veszteség.
- Cellahőmérséklet [$^{\circ}\text{C}$]: a napelem modulok hőmérséklete.
- DC feszültség [V]: az inverter bemenetén mérhető egyenfeszültség.

Amennyiben a program a számítást egy munkapontra végzi el, annak eredményeit megjeleníti a grafikus felületen, ez a 3.1. ábrán a második oszlopban látható. A szimuláció azonban képes több munkapontra is elvégezni a számítást, erre az említett ábra harmadik oszlopában található gombok szolgálnak. A „Sugárzás függvényében” gomb megnyomására a program a megadott állandó levegő hőmérséklet mellett 20-1000 W/m^2 sugárzás tartományban egyenletes osztással 50 pontra kiszámítja a fent bemutatott 10 adatot, így ezek értéke a sugárzás függvényében ábrázolhatóvá válik. A „Hőmérséklet függvényében” gomb is hasonló számítást végez, csak ott a sugárzás állandó értéke mellett, a levegő hőmérséklet -10-40 $^{\circ}\text{C}$ tartományban történő változtatásával számítja ki 51 pont adatait, mely által a hőmérséklet függvényében ábrázolhatóak az eredményként kapott jellemzők. Lehetőség van arra is, hogy a sugárzást és hőmérsékletet egyaránt változtatva kétváltozós függvényként számítsuk a jellemzőket, erre szolgál a „Sugárzás és hőmérséklet függvény” feliratú gomb.



3.4. ábra: A rendszer különböző teljesítményi és veszteségei a sugárzás függvényében

A fenti három számítás eredményeit a program szövegesen nem jeleníti meg, de vizsgálatukra két módszer is adódik. Az egyik, hogy a szimuláció az elvégzett számítás eredményeit tartalmazó mátrixot a program bezárásakor kimeneti változóként továbbítja a Matlab munkatérbe, ahol tetszőleges műveletek végezhetők az adatokkal. A másik lehetőség, hogy a grafikus felület „Ábrázolás” gombjára kattintva egy új ablak nyílik meg, amelyen ábrázolhatók az eredményül kapott függvények. Itt lehetőség van az említett 10 közül bármelyik eredmény ábrázolására, vagy igény szerint több, akár az összes görbe is megjeleníthető a diagramon. A 3.4. ábra a sugárzás függvényében mutatja a teljesítmény jellegű mennyiségeket, ehhez hasonló diagram készül a hőmérséklet függvényében végzett számításnál is, a mindkét adat változtatásával végzett számítások eredményei pedig kétváltozós felületként jelennek meg.

3.3 Elhanyagolások

A programban lehetőség van arra is, hogy a teljes, részletes modell helyett bizonyos elhanyagolásokkal végezze a számítást. Ennek az a jelentősége, hogy ezáltal vizsgálhatóvá válik, hogy bonyolultabb számítási módok alkalmazása vagy bizonyos tényezők, jelenségek figyelembevétele mennyivel pontosítja az eredményt, illetve mekkora hibát eredményez ezek elhanyagolása. A programban checkboxok segítségével az alábbi elhanyagolások állíthatóak be:

- Egyszerűsített számítás: ennek beállításával a program áttér a részletes napelem modellről a (2.14) egyenlet által meghatározott egyszerűsített modellre. Ebben az esetben fontos odafigyelni arra, hogy mivel ez a modell nem képes a napelem feszültségének meghatározására, a napelemek esetleges leszabályozására csak az inverter teljesítménykorlátja miatt képes, a feszültségkorlátok miatt nem. Az így kapott eredmény tehát csak akkor hasonlítható össze a részletes számítás eredményével, ha abban sem történt feszültség miatti leszabályozás.
- Cellahőmérséklet számítás: itt állítható be az, hogy a megadott hőmérséklet adatot a program külső hőmérsékletként kezelje és belőle számítsa a cellahőmérsékletet, vagy rögtön cellahőmérsékletnek tekintse, és közvetlenül azzal számoljon. Ennek átállítására tehát akkor van szükség, ha nem a külső hőmérséklet, hanem a cellahőmérséklet függvényében vagyunk kíváncsiak bizonyos eredményekre.

- Hatásfok figyelembevétele: itt beállítható, hogy a cellahőmérséklet számítását a program a hatásfok figyelembevételével a (2.12), vagy annak elhanyagolásával a (2.13) egyenlet alapján végezze.
- Egyenáramú veszteség: beállítható, hogy a program számoljon-e az egyenáramú vezetékezés veszteségeivel, vagy elhanyagolja azokat.
- Inverter figyelembevétele: itt állíthatjuk be, hogy a szimuláció figyelembe vegye-e az inverter jelenlétét, vagy elhanyagolja azt. Utóbbi esetben nem csak az inverter veszteségei nem kerülnek levonásra, hanem az inverter működési korlátai sem jelennek meg, így ilyenkor a napelemek mindig az MPP-ben működnek.
- Részletes hatásfok: ez a beállítás azt befolyásolja, hogy az inverter modell a részletes, teljesítmény és feszültségfüggő hatásfokkal számoljon-e, vagy egyszerűen az átlagos európai hatásfokkal. Abban az esetben, ha az inverter adatai közt nem szerepelnek a részletes hatásfokok, a program automatikusan az EU-hatásfokkal számít, akkor ennek a beállításnak nincs jelentősége.

A fenti elhanyagolások ésszerű korlátokon belül szabadon kombinálhatóak, és az így beállított elhanyagolási módot a szimuláció minden számítása során alkalmazza, tehát egy működési pont számításánál, az előző részben bemutatott elemzések elvégzésekor, és a most következő éves számítások esetén egyaránt figyelembe veszi.

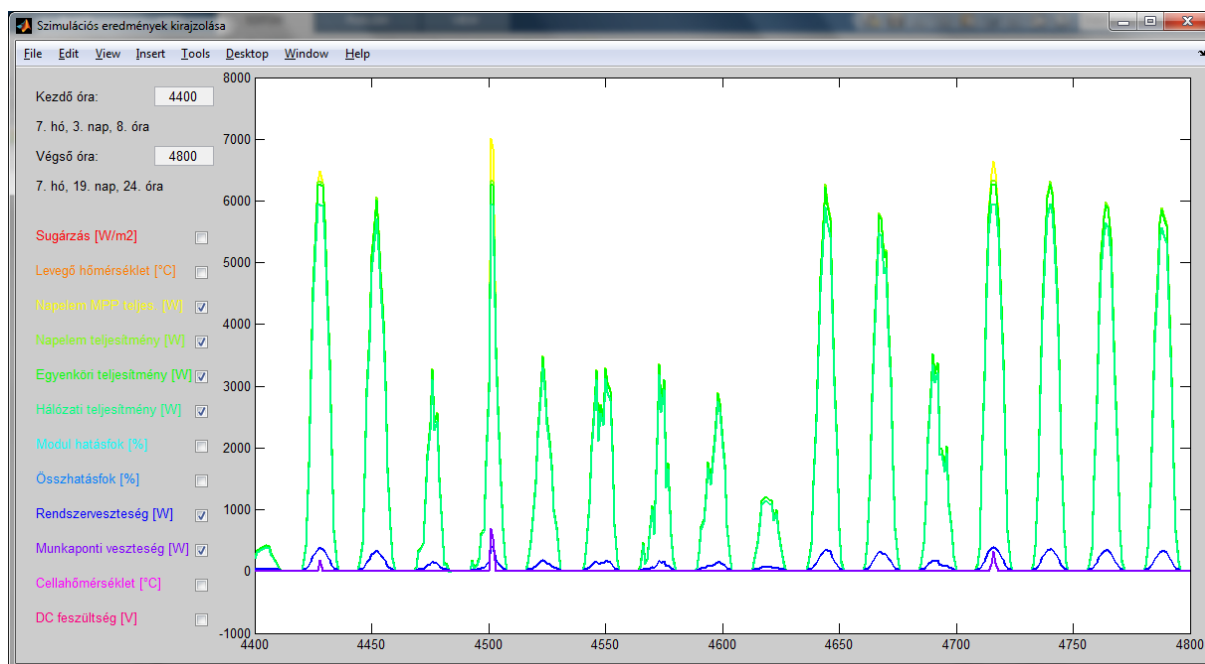
3.4 Éves termelés számítása

A szimulációval lehetőség van arra is, hogy beállított napelemes rendszer éves energiatermelését is megbecsüljük. Ez a számítás jelentősen függ attól, hogy milyen meteorológiai adatsort használunk fel a számításhoz. A program két különböző típusú adatsort használ, az egyik havonta egy átlagos nap adatait tartalmazza negyedórás bontásban, míg egy teljes, átlagos év órás bontású adatait tartalmazza, 8760 sugárzás-hőmérséklet adatpár formájában.

Az első adatbázist az Európai Bizottság Közös Kutatóközpontja hozta létre Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) néven [6]. Az adatbázis kimondottan napelemes rendszerek tervezéséhez lett kialakítva, Európára és Afrikára tartalmaz adatokat, hátránya azonban, hogy csak havi bontású adatok vagy minden hónapból egy átlagos nap adatai kérdezhetőek le, azon belül negyedórás bontású adatokkal. A program ezen adatok alapján képes kiszámolni a havi és éves teljes energiatermelést, de részletesebb számításokra

nem alkalmas, és a pontossága is megkérdőjelezhető, hiszen az átlagolás miatt pont a szélsőséges adatok maradnak ki a számításból. A program grafikus felületén a „PVGIS adat” feliratú gombbal lehet elindítani az éves számítást, melynek eredményét egy mátrixban a Matlab munkatérbe továbbítja a program.

A másik adatbázis PVsyst nevezetű program ingyenes demó változatából származik [7]. A program alapvető feladata napelemes rendszerek szimulációja és éves termelésük meghatározása, de ezen túl rendelkezésre bocsátja az általa használt meteorológiai adatokat is. A program leírása szerint ezek nem valós mérési adatok, hanem havi bontású adatokból matematikai módszerekkel számított órás adatok, de ettől függetlenül viszonylag jó közelítéssel leírnak egy átlagos évet, mert tartalmaznak derűs és felhős napokat valamint szélsőséges adatokat is. Az adatok alapján a program képes az év mind a 8760 órájára kiszámolni az egyes működési állapotokra érvényes mind a 10 jellemzőt, így lehetővé teszi ezek részletes elemzését is. Ez a számítás a programban a „Meteo adat” gomb lenyomásával érhető el, az eredményeket pedig a másik számításhoz hasonlóan mátrix formában továbbítja a munkaterületre. Itt lehetőség van a programban az eredmények grafikus megjelenítésére is, az „Ábrázolás” gomb segítségével. A megnyíló ablakban be lehet állítani, hogy az év mely órái közt szeretnénk ábrázolni az eredményeket, valamint hogy a napsugárzás, levegő hőmérséklet valamint a rendszert leíró 10 jellemző közül melyiket, vagy melyikeket jelenítse meg. Erre látható egy példa a 3.5. ábrán.



3.5. ábra: Éves termelési adatok ábrázolása az idő függvényében

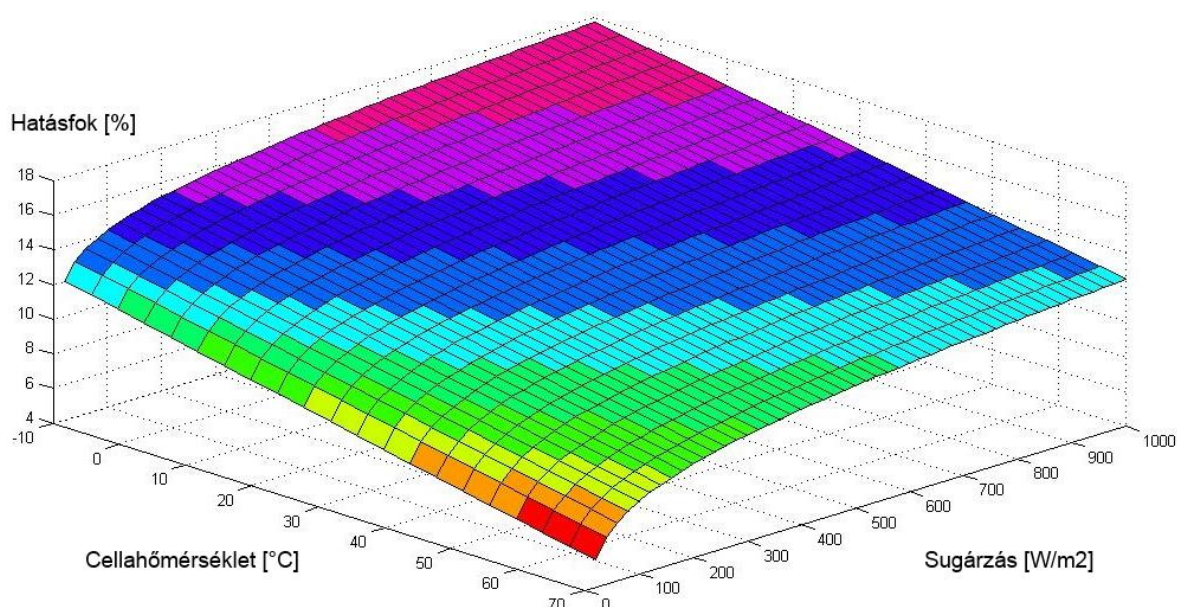
Mindkét adatbázis program által használt értékei egy-egy Excel táblázatból kerülnek kiolvasásra, így ha például egy adatbázis más helyszínen érvényes adataival szeretnénk számolni, ehhez elegendő a táblázat tartalmának lecserélése a kívánt adatokra. További meteorológiai adatbázisok bevonását is terveztem a programba, de sajnos nem találtam olyat, ami alkalmas lett volna a számításhoz. Az általam vizsgált többi adatbázis vagy nem tartalmazott sugárzással párhuzamosan mért léghőmérséklet adatokat, amelyek így alkalmatlanok a számításhoz, vagy nem tartalmaztak adatokat Magyarország területére, vagy nem voltak ingyenesen hozzáférhetőek. A programba beépített két adatbázis alapján szerencsére a tervezett vizsgálataim döntő részét el tudtam végezni, így további adatbázisok bevonására legfeljebb az azok közti különbségek elemzéséhez lett volna szükség.

4 Eredmények

A szimulációs programmal számos különböző számítást lehet futtatni és ezek alapján széleskörű vizsgálatokat készíteni a napelemek működésének és sajátosságainak megismeréséhez. Ebben a fejezetben a legfontosabb eredményeket foglalom össze.

4.1 Napelem és napelemes rendszerek hatásfoka

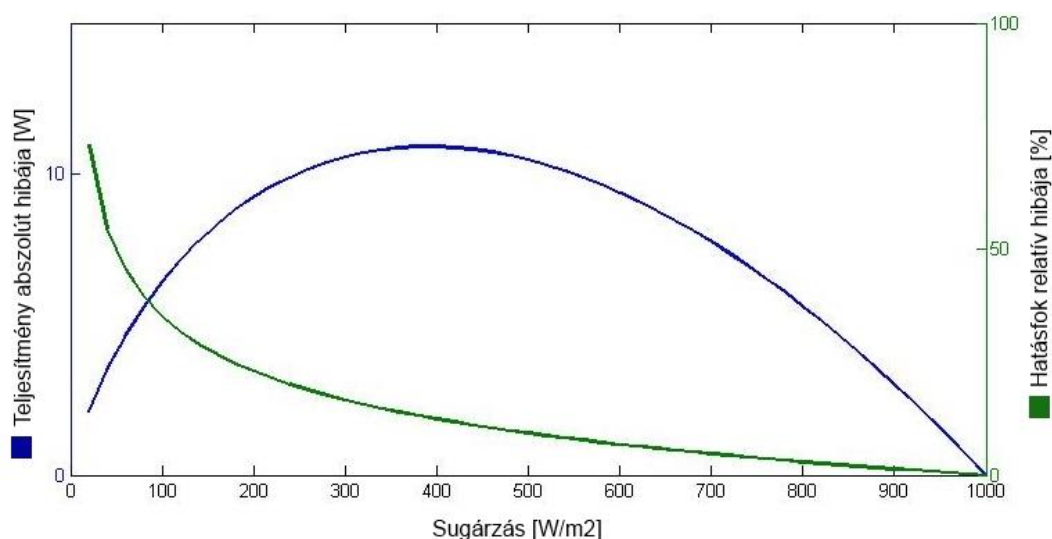
Elsőként azt vizsgáltam, hogy a napelem modulok hatásfoka miként függ a sugárzástól és a cellahőmérséklettől. Az ezt ábrázoló kétváltozós felület a 4.1. ábrán látható.



4.1. ábra: Napelem modul MPP hatásfoka a cellahőmérséklet és sugárzás függvényében

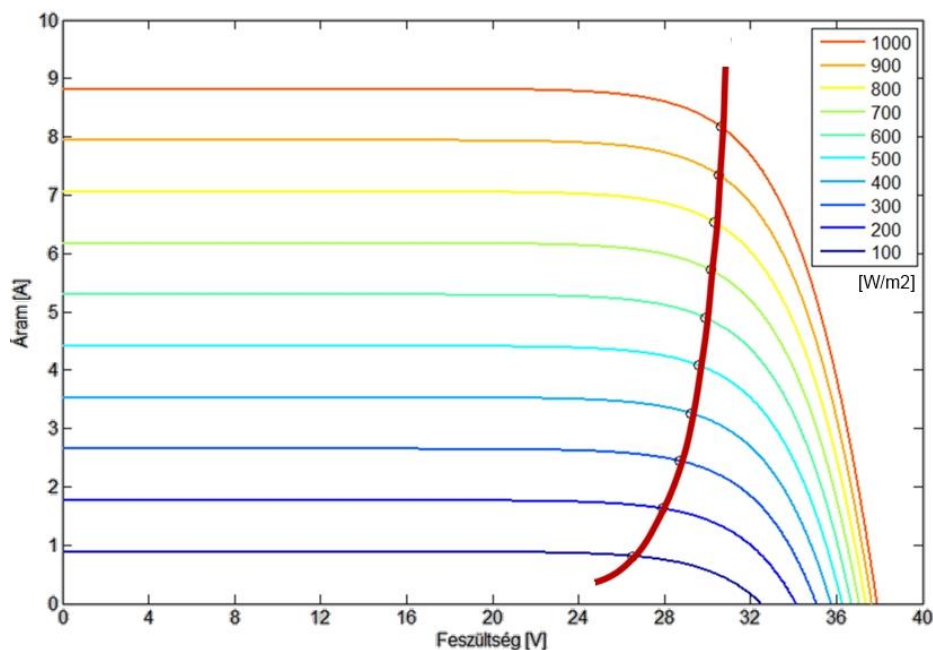
Az ábrán jól látható, hogy a hatásfok a hőmérséklet mellett igen jelentős mértékben függ a sugárzás értékétől is. A hőmérsékletfüggés tekintetében lineáris függést tapasztalunk, ez tehát megfelel a várakozásoknak, és a napelemek adatlapján megadott teljesítményre vonatkozó hőmérséklet együttható jól leírja a cellahőmérséklet hatását. A sugárzásfüggés jellege jóval bonyolultabb, látszólag logaritmikus függvényhez hasonló, és erre vonatkozó adatok közvetlenül nem is állnak rendelkezésre a napelemek adatlapján. Adott hőmérséklet esetén a hatásfoka szigorúan monoton nő a sugárzás függvényében, így a legnagyobb hatásfokot a maximális sugárzás, 1000 W/m^2 esetén tapasztaljuk. Mivel a gyártók a napelemek adatait erre az értékre adják meg, amennyiben a hatásfok sugárzásfüggését nem vesszük figyelembe, úgy minden ennél alacsonyabb sugárzás esetén túlbecsüljük a várható

teljesítményt, és a hiba értéke a sugárzás csökkenésével növekszik. A hatásfok hibája alacsony sugárzás esetén a legnagyobb, de ilyenkor pont az alacsony sugárzási teljesítmény miatt ez ebből fakadó modul teljesítmény hiba abszolútértékben alacsony lesz. A 4.2 ábrán a kék görbe a modul teljesítményének abszolút hibáját, a zöld pedig a hatásfok relatív hibáját ábrázolja abban az esetben, ha az alacsonyabb sugárzásból fakadó hatásfokcsökkenést nem vesszük figyelembe. A teljesítményhiba legnagyobb értéke pont a hazánkban viszonylag gyakorinak mondható 300-500 W/m² sugárzás közé esik, számértéke a 10 W-ot is meghaladja, amely több mint 10 %-os relatív hibát jelent.



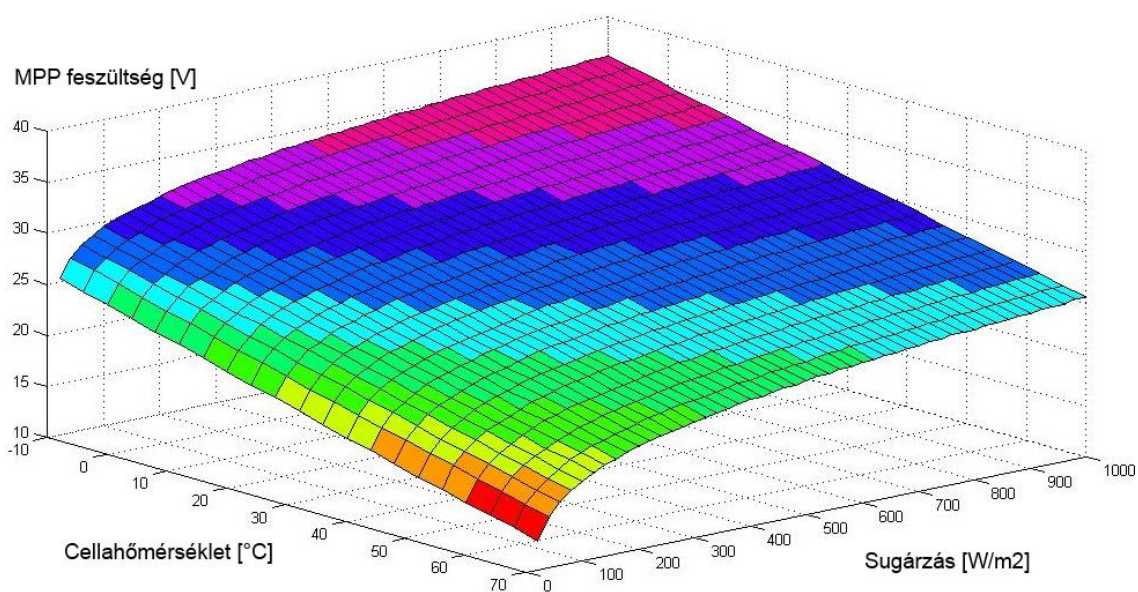
4.2. ábra: A sugárzásfüggés elhanyagolásából adódó hatásfok és teljesítmény hiba

Azt is megvizsgáltam, hogy mi lehet az oka a hatásfok sugárzástól való függésének. Ehhez ábrázoltam a modulok I-U karakterisztikáját állandó cellahőmérséklet mellett különböző napsugárzás értékek esetére (4.3 ábra), majd megkerestem minden görbe legnagyobb teljesítményű pontját és vizsgáltam ezek áramát és feszültségét. Azt tapasztaltam, hogy az MPP áram és a rövidzárási áram hányadosa minden görbe esetén igen jó közelítéssel, 1 %-os pontossággal állandó, míg az MPP feszültség a nagyobb sugárzások irányába növekszik. A (2.7) és (2.5) egyenletek alapján tudjuk, hogy a napelem rövidzárási árama egyenesen arányos a sugárzással, így az MPP áram is jó közelítéssel egyenesen arányos vele, ami a (2.25) egyenlet szerint azt eredményezi, hogy a hatásfok döntően az MPP feszültségtől függ és egyenesen arányos vele. Az ábrán az MPP-t egy bordó vonallal kötöttem össze, amely így az MPP feszültség növekedését mutatja, és (a tengelyek felcserélésének figyelembevételével) jellegre nagyon hasonlít a sugárzás függvényében ábrázolt hatásfokgörbe alakjához, ez is a hatásfok és a feszültség közti szoros összefüggést támasztja alá.



4.3. ábra: Napelem modul I-U karakterisztikája különböző mértékű sugárzás esetén

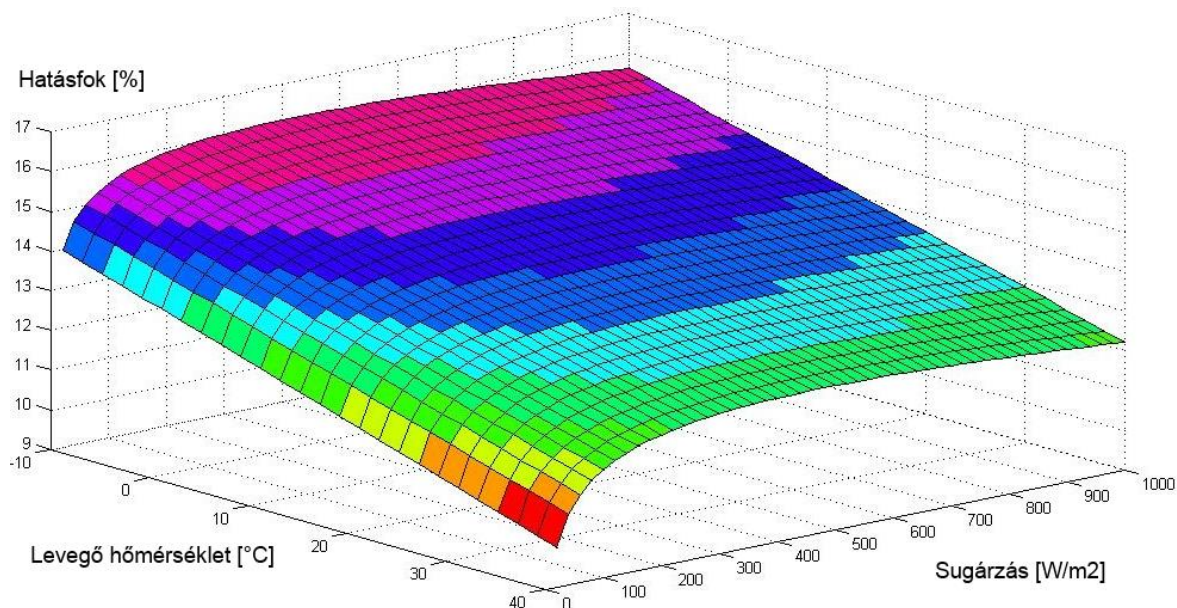
A hatásfok és az MPP feszültség közti szoros kapcsolat minden esetben érvényes, így a hatásfok sugárzásfüggése mellett tulajdonképpen a hőmérsékletfüggés is ezzel magyarázható. A cellahőmérséklet növelésével lecsökken a modul rövidzárási feszültsége, ami az MPP feszültség csökkenését is maga után vonja, és ennek csökkenése okozza a hatásfok lecsökkenését. Ezt támasztja alá az is, hogy azokban a kivételes esetekben, mikor a gyártók a napelem adatlapján közléteszik az MPP feszültségre vonatkozó hőmérsékleti tényezőt is, az általában legfeljebb a második tizedesjegyben tér el a teljesítmény hőmérsékleti tényezőjétől.



4.4. ábra: Napelem modul MPP feszültsége a cellahőmérséklet és sugárzás függvényében

A 4.4. ábra egy modul MPP feszültségét mutatja a cellahőmérséklet és sugárzás függvényében. Az itt látható feszültség felület 4.1. ábrán látható hatásfok felülettel tapasztalható nagyfokú hasonlósága azt igazolja, hogy a modul MPP feszültsége és hatásfoka közti egyenes arányosság tetszőleges időjárási adatok esetén is érvényes.

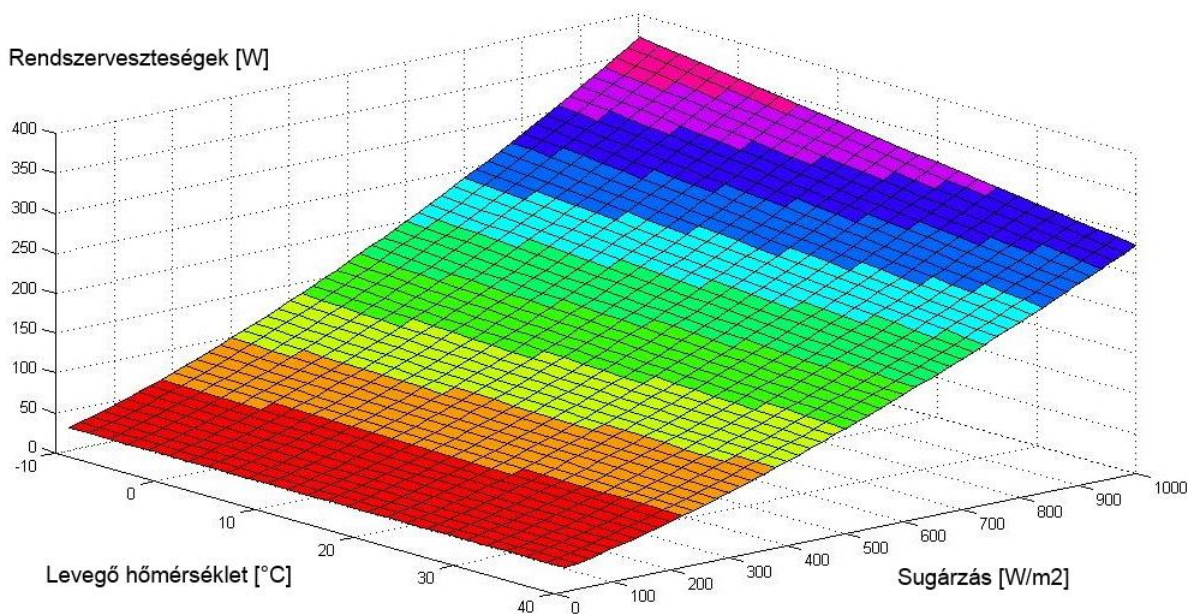
Az előző ábrákon az egyes jellemzőket a cellahőmérséklet függvényében, vagy állandó cellahőmérséklet mellett vizsgáltam, míg a gyakorlatban általában a levegő hőmérséklete tekinthető közel állandónak, legalábbis az áll rendelkezésre bemeneti adatként, és a cellahőmérséklet már a sugárzás segítségével származtatott mennyiség. A 4.5. ábrán a hatásfok a levegő hőmérséklet és a sugárzás függvényében látható, a felület jellege pedig kis mértékben eltér a korábban tapasztaltaktól. A hatásfok a sugárzás növekedésével már nem monoton növekszik, hanem egy bizonyos érték felett újra csökkenni kezd. Ennek oka, hogy magasabb sugárzásnál állandó külső hőmérséklet mellett a cellahőmérséklet is magasabb lesz, és az ebből adódó hatásfokromlás lerontja a sugárzás növekedéséből fakadó hatásfokjavulást, és egy adott ponton túl már csekély hatásfok csökkenést is előidéz. A napelem modulok tehát legjobb hatásfokkal alacsony levegő hőmérséklet és közepes sugárzás esetén termelnek.



4.5. ábra: Napelem modul hatásfoka a levegő hőmérséklet és sugárzás függvényében

A fentiekben csak a napelem modulok hatásfokát vizsgáltam, a teljes rendszer összhatásfokát azonban befolyásolja az egyenáramú vezetékezés és az inverter vesztesége is, melyeket most közösen tárgyalok. Az egyenáramú vezetékek veszteségei a (2.19) egyenlet szerint a rajtuk átfolyó áram négyzetével arányosak, az inverter veszteségei a 2.3. fejezetben leírtak alapján az áramtól egy másodfokú polinom szerint függenek. Az MPP árammal

kapcsolatban néhány bekezdéssel korábban bemutattam, hogy a napsugárzással jó közelítéssel egyenesen arányos, így az áramtól való függés helyére sugárzásfüggést is helyettesíthetünk. Az inverter vesztesége az áramon kívül a feszültségtől függ, melyet döntően a cellahőmérséklet befolyásol: magasabb hőmérséklet esetén lecsökken az MPP feszültség, és mivel az inverterek általában alacsonyabb feszültségen működnek alacsonyabb veszteségekkel, a rendszer veszteségei is lecsökkennek. A rendszerveszteségeket bemutató 4.6. ábrán is ezt láthatjuk: a sugárzás függvényében másodfokú függést tapasztalunk, míg a hőmérséklet növekedésével a veszteségek lineárisan csökkennek.

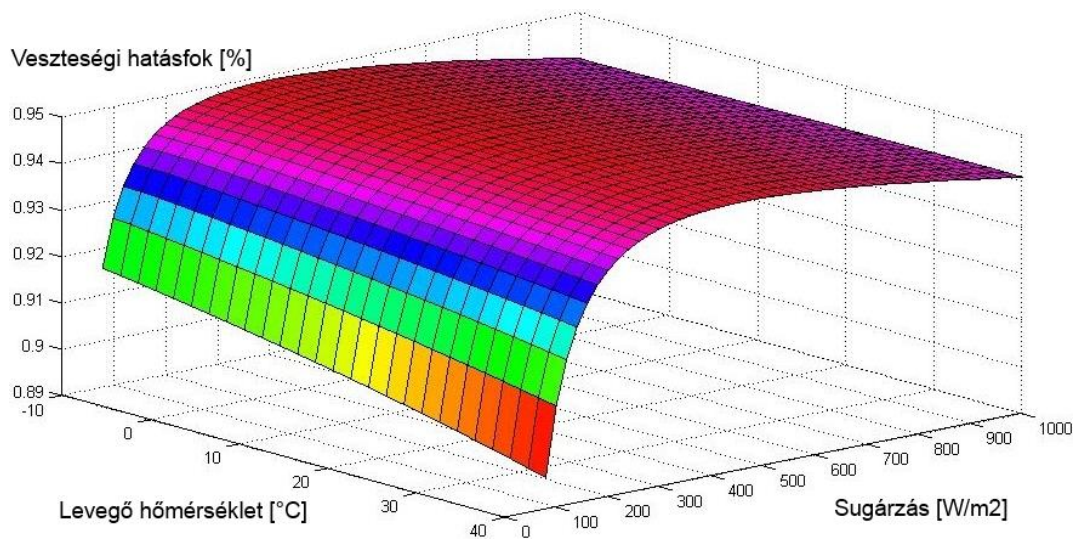


4.6. ábra: Rendszerveszteségek a levegő hőmérséklet és sugárzás függvényében

Mivel a napelem kapcsán a hatásfokot mutattuk be, közvetlenül a rendszerveszteséges teljesítményértéke ezzel nem vonható össze, ezek az adatok alapján is valamilyen hatásfokot kell definiálni. Ezt veszteségi hatásfoknak neveztem, amely a hálózati teljesítmény és a napelemek együttes teljesítményének hányadosa, az alábbi képlet szerint:

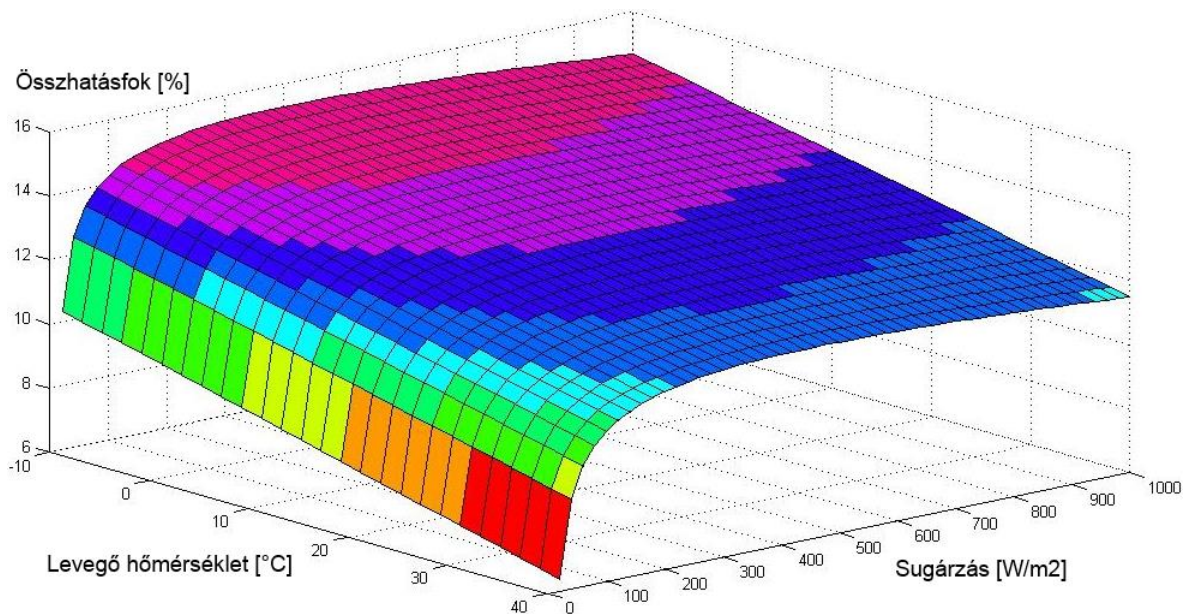
$$\eta_{veszt} = \frac{P_{AC}}{\sum P_{napelem}} \quad (4.1)$$

A rendszer veszteségi hatásfokát a levegő hőmérséklet és sugárzás függvényében a 4.7. ábrán mutatom be. Ez a hatásfok a hőmérséklet függvényében jó közelítéssel állandó, míg a sugárzás függvényében a modulhatásfokhoz hasonló jelleget mutat: magas sugárzás esetén kicsit csökkenő, de közel állandó a hatásfok, míg alacsony sugárzás esetén még modul hatásfoknál is jelentősebb csökkenés tapasztalható.



4.7. ábra: Veszteségi hatásfok a levegő hőmérséklet és sugárzás függvényében

Miután a napelemeket és a hozzájuk kapcsolódó rendszer veszteségeit külön-külön már megvizsgáltuk, a teljes rendszer összhatósfoka is bemutatásra kerülhet. Ez az összhatósfok a modul hatásfok és a veszteségi hatásfok szorzata, mivel pedig az említett két hatásfok azonos jelleggel viselkedik a hőmérséklet és sugárzás függvényében, az összhatósfok is hasonlóan alakul, ahogy azt a 4.8. ábra is mutatja.



4.8. ábra: A rendszer összhatósfoka a levegő hőmérséklet és sugárzás függvényében

A vizsgálatok eredménye tehát azt mutatja, hogy a rendszer összhatósfoka – a napelem hatásfokához nagyon hasonlóan – alacsony levegő hőmérséklet esetén lesz a legmagasabb, és a hőmérséklet növekedésével lineárisan csökken. Sugárzás tekintetében a legnagyobb hatásfok a közepes sugárzásértékek esetén jelentkezik, ahonnan a magasabb sugárzás

irányában csak kismértékű csökkenés tapasztalható, míg alacsonyabb, főként 100 W/m^2 -nél kisebb sugárzások esetén a hatásfok drasztikusan lecsökken.

4.2 Éves termelés számítása

Az éves termelés számítását egy Debrecen melletti, é. sz. $47^\circ 29' 25''$, k. h. $21^\circ 35' 59''$ földrajzi koordinátákkal leírt pontra végeztem, mert azok a Magyarországi helyszínek közül, amelyek adatait mindkét adatbázis tartalmazta, ennek a sugárzási adatai voltak a legkedvezőbbek. A számítási eredmények tehát egy debreceni, vagy Debrecen közeli telephelyű naperőmű leírására alkalmasak. A napelemek dőlésszögét 35° -ra választottam és tökéletes déli tájolást feltételeztem, mert az adott területen az adatbázisok ezt mutatták optimálisnak.

A vizsgált napelemes rendszer teljesítmény szempontjából egy háztartásnál kissé nagyobb fogyasztóhoz, tehát valamilyen társasházhoz vagy közintézményhez illeszkedik. Összesen 30 darab BOSCH c-Si M60 250 típusú monokristályos, 250 W névleges teljesítményű modullal számoltam, melyek összes névleges teljesítménye $7,5 \text{ kW}$. A napelemek két párhuzamos sztringet alkotnak, melyek egyenként 15 sorba kapcsolt modulból állnak, ezek összes névleges MPP feszültsége $454,65 \text{ V}$. Az alkalmazott inverter egy Fronius IG Plus 60 V-1 típusú transzformátoros inverter, melynek névleges teljesítménye 6 kW , bemeneti MPP feszültségtartománya $230\text{--}500 \text{ V}$. A napelemek kapcsolásából adódó DC feszültség tehát beleesik ebbe a tartományba, míg a napelemek összteljesítménye meghaladja az inverter maximális bemeneti teljesítményét, ez azonban nem jelent problémát, mivel a napelemek éves szinten csak elég ritkán termelnek a névleges teljesítményük közelében. Az egyenáramú vezetékek hosszát az egyes sztringeken belül 60 m -nek tekintettem a modulok méretével összhangban, keresztmetszetüket 4 mm^2 -nek, az áramterhelhetőséghez képest nagyjából kétszeresen túlméretezve, a közös vezeték hossza 20 m , keresztmetszete pedig 6 mm^2 hasonló szempontok alapján. A napelemek teljes felülete közel 50 m^2 , mely könnyedén elférhet egy átlagos társasház vagy közintézményi épület tetejének déli tájolású részén.

Az éves energiatermelés számítását mind a két adatbázis segítségével elvégeztem. Mindkét adatbázis ugyanannak a földrajzi helynek az adatait tartalmazza, és mindkettő valamilyen formában egy átlagos évet jelenít meg, valamennyi eltérés mégis lehet köztük. Az eltérő tartalmú és formátumú adatsorok összehasonlítására a teljes éves besugárzás szolgálhat, amely megadja, hogy egy év alatt az adott irányultságú sík felületegységére mennyi sugárzási energia érkezik a napból. A PVGIS adatok alapján ennek éves értéke 1490 kWh/m^2 , míg a

Meteo adatbázis esetén 1535 kWh/m². A két adatbázis közt tehát 3%-os eltérés tapasztalható az utóbbi javára, így hasonló mértékű eltérés várható az éves energiatermelésben is.

A szimulációs programban lefuttattam mindkét számítást, és ezek eredményeit a 4.1 táblázatban foglaltam össze. Az itt megjelenő adatok értelmezése hasonló a 3.2. fejezetben bemutatott szimulációs eredményekhez, fontos eltérés, hogy a teljesítmény jellegű értékek helyét éves energiamennyiségek vették át, a hatásfokok éves átlagos hatásfokot jelentenek, a cellahőmérséklet és a DC feszültség a részletes adatokból képzett számtani átlagot. A táblázat utolsó oszlopában szereplő százalékos eltérés a két érték különbségének a Meteo adattal vett hányadosát jelenti. Azért a Meteo adatsort választottam referenciának, mert a részletes adatok miatt azt tartom pontosabbnak.

4.1. táblázat: Éves energiatermelés számításának eredményei

Adatbázis	PVGIS	Meteo	Eltérés
Éves maximális energiatermelés [kWh]	10409	10625	-2,03 %
Éves napelem energiatermelés [kWh]	10409	10582	-1,63 %
Éves egyenköri energiaáramlás [kWh]	10373	10535	-1,53 %
Éves hálózatra táplált energia [kWh]	9837	9979	-1,42 %
Átlagos modul hatásfok [%]	14,167	13,985	1,30 %
Átlagos összhatásfok [%]	13,389	13,188	1,52 %
Éves rendszervesztés [kWh]	572	603	-5,24 %
Éves munkaponti veszteség [kWh]	0	44	-100,00 %
Átlagos cellahőmérséklet [°C]	21,45	31,7	-32,68 %
Átlagos DC feszültség [V]	429	416	3,28 %

A táblázatban láthatjuk, hogy az éves szinten megtermelt és megtermelhető energia mennyisége is 2 %-nál kisebb mértékben tér el egymástól a két lényegileg eltérő felépítésű adatbázison végzett számítás szerint, ami igen jó eredménynek tekinthető. A várakozásoknak megfelelően a PVGIS adatok esetén tapasztaljuk az alacsonyabb termelést, azonban az eltérés a számított 3 %-nál kisebb, így átlagos hatásfok tekintetében a PVGIS adatok magasabbak. Ennek feltehetőleg az az oka, hogy a PVGIS adatbázis átlagos adatokat tartalmaz, amelyben a Meteo adatsorral szemben nem jelentkeznek a szélsőségek, és a 4.8. ábra tanúsága szerint a

rendszer hatásfoka a közepes sugárzás értékeknél a legmagasabb, részben ez okozhatja a jelentkező 1,5 %-os eltérést. A szélsőségek hiányát jól mutatja az is, hogy míg a Meteo adatbázis 1144 W/m²-es sugárzást is tartalmaz, PVGIS esetén 738 W/m² a sugárzás legmagasabb értéke. Ez az oka annak is, hogy a PVGIS számítás egyetlen olyan helyzetet nem talált, amikor az inverter megengedhető teljesítménye miatt le kellett volna szabályozni a napelemeket, míg a Meteo eredményeknél évi 44 kWh veszteség jelentkezik emiatt. Ez a veszteség az éves termelés 0,41 %-a, tehát nagyon csekély, így elegendőnek bizonyul a 7,5 kW-os rendszer mellé a 6 kW-os inverter. Az inverter megválasztása feszültség szempontjából is jónak bizonyult, mert egyik adatbázisban sem szerepelt olyan időjárási körülmény, amelynél a napelemeket a feszültség miatt kellett volna lesabályozni.

A programom eredményeit két külső, interneten elérhető szimulációval is összehasonlítottam, mindkét számítást egy, az enyémhez minél inkább hasonló rendszerre, az említett debreceni telephelyre és 35°-os dőlésszögre végeztem el. Az egyik az Európai Bizottság Közös Kutatóközpontjának napelem termelésbecslő programja [8], amely az általam is használt PVGIS adatokon alapul. Ebben a napelemes rendszer kapcsán csak annyi állítható be, hogy 7,5 kW legyen a névleges teljesítmény, és a modulok kristályos szilícium cellákból épüljenek fel. A rendszervesztés részletes figyelembevételére sem képes a szimuláció, az inverter és vezetékek veszteségét csak úgy veszi figyelembe, ha megadom, hogy az éves szinten hány százalék. A számításnál így ezt az értéket 0-ra állítottam, és az így kapott eredményt a saját adataim közül is a veszteségeket még nem tartalmazó napelem teljesítménnyel hasonlítom össze. A szimuláció által számított éves termelés 9930 kWh, szemben az általam ugyanezen adatok alapján számolt 10409 kWh értékkel. Az eltérés 479 kWh az én szimulációm javára, ez relatív értékben 4,6 % hibát jelent. Az eltérés oka feltehetőleg az internetes szimuláció pontatlan számítása, hiszen a kevés bemenő adat miatt nem tudja figyelembe venni az alkalmazott modul egyéni sajátosságait, és csak átlagos értékekkel számol. Amennyiben a saját számításomban a korábban említett Bosch napelemek helyett ugyanúgy 250 W névleges teljesítményű, adatait tekintve igen hasonló, polikristályos YINGLI YL250P-29b modulokat használok, ugyanazt a PVGIS adatokon alapuló számítást elvégezve csak 9965 kWh éves napelem termelést kapok eredményül. Ez az érték mindössze 35 kWh-val, 0,35 %-kal magasabb az internetes szimuláció adatainál, tehát a korábbi 4,6 %-os eltérés is csak a napelemek közti eltérésekre vezethető vissza. A különböző gyártmányú és típusú modulok közti különbségek vizsgálatára a következő alfejezetek egyikében még visszatérek.

A másik összehasonlítást a PVsyst program demó verziójával készítettem [7], amelyet korábban a Meteo adatok származtatásánál már említettem. Ebben a programban lehetőség van a napelemes rendszer részletes beállítására is. A program tartalmazta ugyanazt a modult és invertert, amelyeken a fenti eredményeket hozó számítást végeztem. A szimulátorban az egyenáramú vezetékek adatait és a cellahőmérséklet számítást alapvetően más felfogással végezte, mint amivel az én modellem, de mindkét esetben megpróbáltam az enyémhez mindinkább hasonló beállításokat kiválasztani. A szimuláció futtatása után a program éves szinten 9866 kWh hálózatra táplált energiát számított, szemben az én hasonló adatokból számolt 9979 kWh értékemmel. Az eltérés a két eredmény közt évei 113 kWh, relatív értékben 1,13 %, amely szerintem kellően kicsi ahhoz, hogy igazolja a szimulációm viszonylag jó pontosságát.

4.2. táblázat: Rendszerveszteségek összehasonlítása

Vizsgálat	Rendszerveszteség	Egyenáramú vesz.	Inverter veszteség
PVGIS	572 kWh	36 kWh	536 kWh
	5,5 %	0,35 %	5,15 %
Meteo	603 kWh	47 kWh	556 kWh
	5,7 %	0,45 %	5,25 %

Vizsgálatom tárgyát képezte az is, hogy rendszer különböző veszteségei éves szinten milyen mértékűek és miből adódnak, ezek értékei a 4.2. táblázatban foglaltam össze. Látható, hogy a veszteség mértéke mindkét rendszer esetén hasonló, és a veszteségek döntő többsége az inverteren jelentkezik. Jelentős eltérés a két számítási mód közt csak az egyenáramú vezetékek veszteségében mutatkozik, hiszen a Meteo alapján számolt adat csaknem 30 %-kal nagyobb a másikinál. Ezt az magyarázza, hogy az egyenáramú veszteség a sugárzás négyzetével arányos, így a PVGIS adatbázis kevésbé szélsőséges értékei miatt kaptunk alacsonyabb veszteséget, és valószínűleg a Meteo alapján számolt érték a pontosabb. Az inverter vesztesége esetén jelentkező kisebb eltérésnek szintén ez lehet az oka, mivel az is tartalmaz négyzetes veszteségkomponenst, így összességében kijelenthető, hogy a veszteségek szempontjából egyértelműen a Meteo adatsor alapján számíthatunk megbízhatóbb eredményeket.

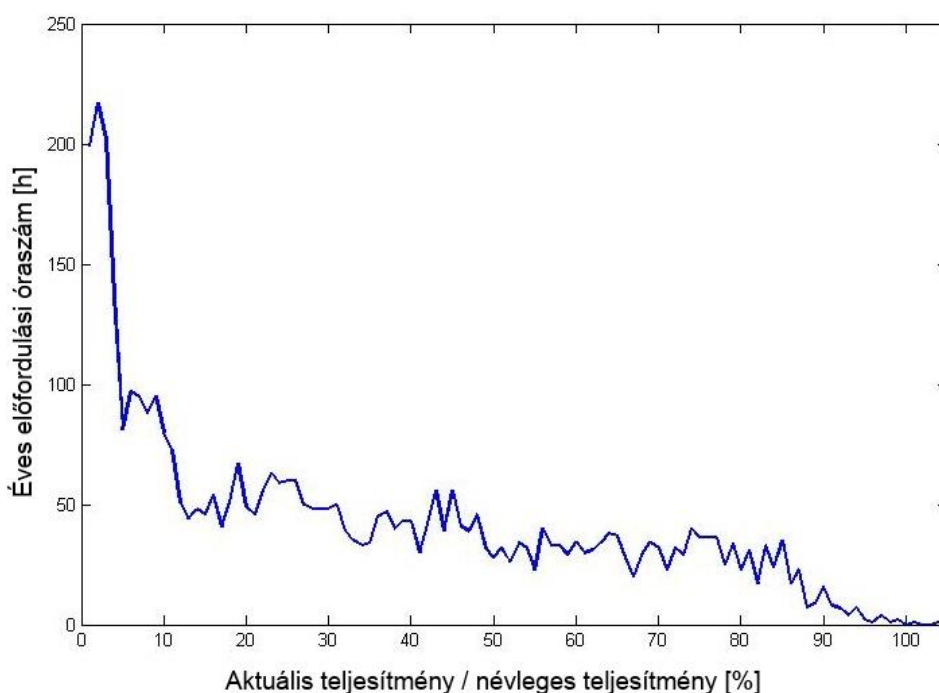
Napelemes rendszerek leírására általánosan használt mérőszám, hogy éves szinten mennyi energiát termel a rendszer egységnyi névleges teljesítményre vetítve. Ez döntő mértékben az éves sugárzási adatoktól, tehát a földrajzi helytől függ, de a rendszer

sajátosságai és veszteségei is számítanak. A pontosabb Meteo éves eredmények alapján a vizsgált rendszer esetén ennek értéke: 1330 kWh/kW_p. Számértékét tekintve a jellemző tulajdonképpen egy csúcskihasználási óraszám, mely az energetikában általánosan használt a különböző erőművek összehasonlítására. Naperőművek esetén ez a jellemző a különböző rendszerek, és főleg a különböző telephelyek megtérülésének összehasonlítására alkalmas.

4.3 Inverter megfelelő illesztése

Az előző fejezetben felmerült az a jelenség, miszerint az invertert gazdaságos lehet kis mértékben alulméretezni a napelemek névleges teljesítményéhez képest. Ennek magyarázata abban kereshető, hogy a napelemek csak az év nagyon kis részében termelnek a névleges teljesítményük közelében, így éves szinten kevés energiától esünk el, ha az invertert nem a csúcsteljesítményre méretezzük, az inverter árából viszont jelentős összegeket megtakaríthatunk. Ennek vizsgálatához mindenképp szükséges az éves óras bontású adatsor, így itt csak a Meteo adatok alapján végeztem a vizsgálatot.

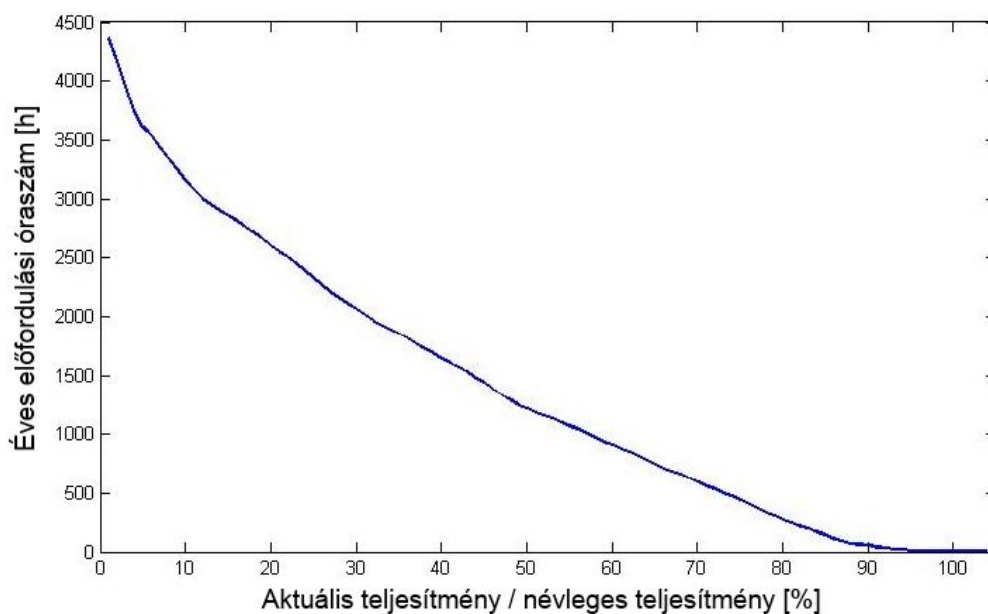
Az optimális inverter teljesítmény meghatározásához az időjárás valószínűségi jellege miatt statisztikai módszerek szükségesek. Első lépésben a napelem teljesítményének gyakoriságfüggvényét ábrázoltam, amely a 4.9 ábrán látható. Ez megmutatja, hogy a napelemek teljesítménye az év hány óráján keresztül esett a névleges teljesítmény arányában valamely egy százalékán belülre.



4.9. ábra: Napelemek éves teljesítmény gyakorisági függvénye

A gyakoriságfüggvény alapján megfigyelhető, hogy jellemzően az alacsonyabb teljesítményű üzemállapotok fordulnak elő éves szinten nagyobb gyakorisággal. A görbén erős hullámzás is tapasztalható, melynek oka a napsugárzás valószínűségi jellege, így semmilyen monotonitás nem mutatható ki, azonban ennek ellenére is jól látható a gyakoriságbeli növekedés az alacsony teljesítmények irányában. Az ábráról leolvasható az is, hogy bár kis gyakorisággal, de a névleges teljesítménynél nagyobb értékek is előfordultak az év folyamán. Ez nem meglepő, hiszen a névleges teljesítmény nem egy maximumot, hanem pusztán egy referenciát jelöl, így különösen magas sugárzás intenzitás esetén annál magasabb teljesítmények is előfordulhatnak.

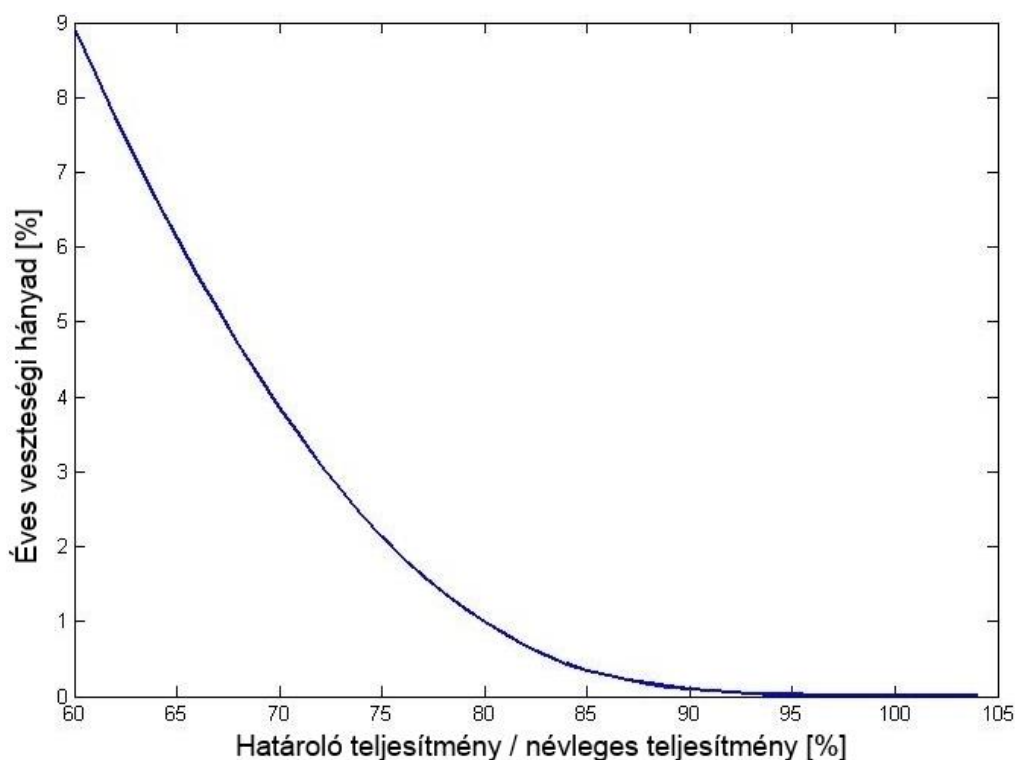
A gyakoriságfüggvény alapján ábrázolható az eloszlásfüggvény is, amely az előbbi integrálja, így azt adja meg, hogy a teljesítmény éves szinten hány órán keresztül volt az adott értéknél nagyobb. A napelem teljesítményére vonatkozó eloszlásfüggvény a 4.10. ábrán látható.



4.10. ábra: Napelem teljesítmény éves eloszlásfüggvénye

Az eloszlásfüggvény tulajdonképpen megmutatja, hogy amennyiben a névleges érték egy adott százalékában maximáljuk a teljesítményt, akkor az év hány órájában adódik ebből kiesés, tehát hány olyan óra fordul elő az évben, amikor az inverternek le kell szabályozni a napelemek teljesítményét. Gyakorlati szempontból azonban nem az a fontos, hogy évi hány órában történik korlátozás, hanem hogy mennyi az az energia éves szinten, amit emiatt elveszítünk, ezt a 4.11. ábrán ábrázoltam. A határoló teljesítmény itt azt a teljesítményt jelenti, amely nem léphető túl semmilyen üzemállapot esetén, erre a szintre szabályozza le az

inverter a teljesítményt a magasabb értékek esetén. Fontos, hogy ez nem az inverter névleges, hanem a maximális bemeneti teljesítményével egyezik meg, ami általában közel 5 %-kal magasabb a névleges adatnál.



4.11. ábra: Munkaponti veszteség aránya a határoló teljesítmény függvényében

A görbe jobb oldali szakaszán látszik, hogy az inverter kismértékű alulméretezése esetén még alig adódik ebből veszteség, míg egy bizonyos szint után hirtelen növekedés indul meg. Ha az inverter maximális bemeneti teljesítményének és a napelemek névleges teljesítményének arányát 90 %-ra választom, mindössze 0,1 % veszteség adódik ebből, 80 %-ra méretezésnél is csak 1 % a veszteség és csak 60 %-os teljesítményarány alatt nő 10 % közelébe. Az ennél alacsonyabb értékek esetén a veszteség további jelentős növekedésén túl már az is gondot okozhat, hogy bizonyos üzemállapotokban az inverternek és a napelemeknek már egyáltalán nem lesz közös munkapontja, ahogy azt korábban a 2.3. ábrán a lila görbe mutatta. Ilyen esetben a napelemek szabályozása nem oldható meg, és teljesen le kell kapcsolni a rendszert, ami a 4.11. ábrához képest még további veszteségeket jelent.

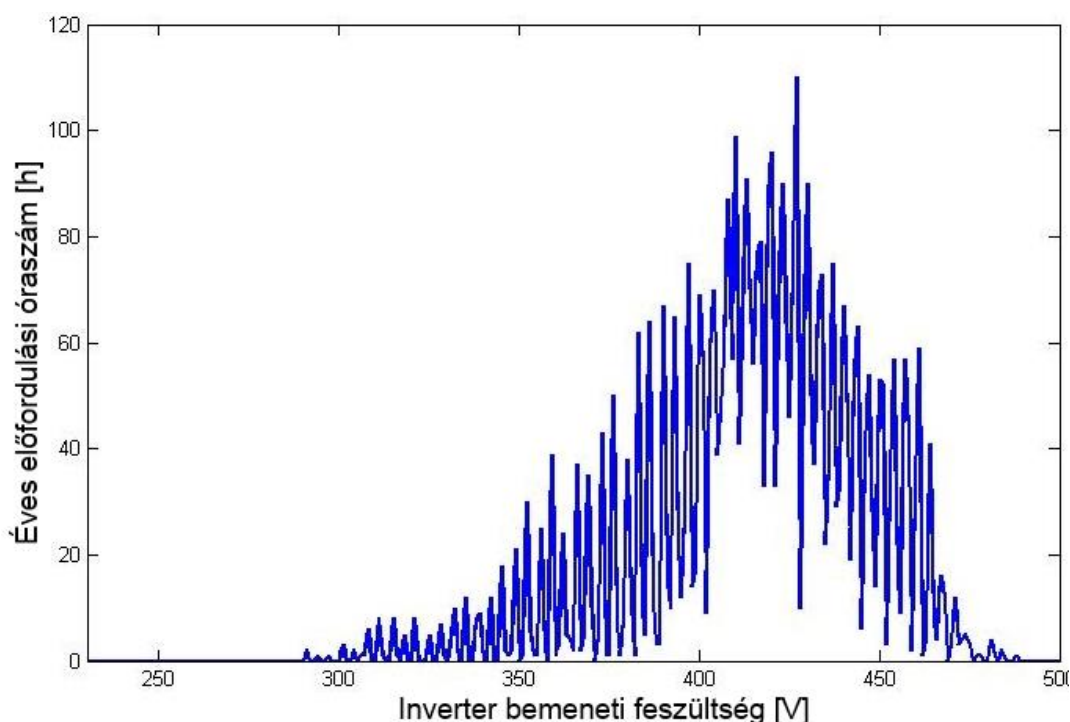
Azt, hogy mennyire érdemes alulméretezni az invertert, végső soron gazdasági megfontolások döntenek el. Ehhez egyrészt ismerni kell azt, hogy mennyi beruházási költség takarítható meg a kisebb teljesítményű inverter választásával, másrészt ismernünk kell azt a tarifát, amelyen a villamos energiát értékesíteni tudjuk. A tarifa és a 4.11. ábra alapján

meghatározható energiaveszteség ismeretében megkapjuk az alulméretezésből adódó éves bevételkiesést. Ha a pénz időértékét is figyelembe véve az inverter élettartamának végéig értelmezett teljes bevételkiesés nettó jelenértéke kisebb, mint amennyit az alacsonyabb teljesítményű inverter miatt megtakarítunk, akkor érdemes az adott mértékben alulméretezni az invertert. Amennyiben a fenti számítást valamilyen okból nem tudjuk vagy nem akarjuk elvégezni, általános szabályként elmondható, hogy az inverter 80 %-ra történő méretezése az esetek többségében még gazdaságos, ezért ilyen alulméretezést alkalmaztam az előző fejezetben az éves termelés számításnál is. Azokban az esetekben, amikor az alulméretezésnek az egyszerű megtakarításon kívül egyéb előnye is jelentkezik, például ez által más jogi vagy szabályozási kategóriába kerül a rendszer, akkor nagyobb túlméretezés is indokolt lehet. Erre példa, ha kisebb teljesítményű inverter választásával az egyébként 5 kW-nál nagyobb névleges teljesítményű napelemekből álló kiserőművünk a hálózati csatlakozás szempontjából 5 kW alattivá válik, mely esetben egyfázisú hálózati betáplálás is megengedetté válik és az engedélyeztetés is leegyszerűsödik.

Az invertert nem csak teljesítmény, hanem feszültség szempontjából is illeszteni kell a rendszerhez. Fontos adat az inverter MPP követési feszültségtartománya, ezen belül képes az inverter a napelemek feszültségének szabályozására. A minimális és maximális MPP feszültség aránya a legtöbb inverter esetén nagyjából 1:2. Lényeges az inverter minimális és maximális bemeneti feszültsége is, ezen belül tud üzemelni az inverter. A minimális megengedett feszültség általában megegyezik a minimális MPP feszültséggel, míg a maximális megengedett általában nagyjából 100 V-tal magasabb a maximális MPP feszültségnél. Úgy kell tehát megválasztani a sorosan kapcsolt modulok számát, hogy az összes MPP feszültségük éves szinten minden előforduló üzemállapotban az inverter MPP követési feszültséghatárán belül legyen, hogy ezáltal ne legyen szükség semmikor a legnagyobb teljesítménytől való eltérésre, és ne keletkezzen ebből veszteség. Annak érdekében, hogy az inverter minden üzemállapotban biztonságosan el tudjon indulni, az összes üresjárási feszültségnek egész évben alacsonyabbnak kell lennie az inverter megengedhető legnagyobb bemeneti feszültségénél.

A 4.12. ábrán az inverter bemeneti feszültségének gyakoriságfüggvénye látható, amelyet alapvetően a napelemek MPP feszültsége határozott meg. A függőleges tengely azt az éves óraszámot mutatja, amennyi ideig a feszültség az egyes 1 V-os tartományokban volt. Az ábra szerint egész évben nem volt olyan üzemállapot, amikor a feszültség kívül esett volna az inverter szabályozási tartományán (230-500 V), így nem keletkezett ebből veszteség. A 15

sorba kapcsolt napelem modul teljes névleges MPP feszültsége 450 V-nak adódott, ennél azonban az év legnagyobb részében alacsonyabb feszültségen üzemelt. Ez összefüggésben van azzal, hogy a feszültség névleges értéke is a hatásfokhoz hasonlóan az átlagoshoz képest magasabb értéket takar, így éves szinten ennél alacsonyabb értékekre kell számítani. Ennek megfelelően célszerű a modulok teljes névleges feszültségét az inverter feszültségtartományának magasabb felében elhelyezni. Az ábra szerint a vizsgált rendszerben nagyjából 13-15 sorba kötött modul esetén teljesül az a törekvés, hogy ne lépjen fel a feszültséghatárok miatt veszteség.

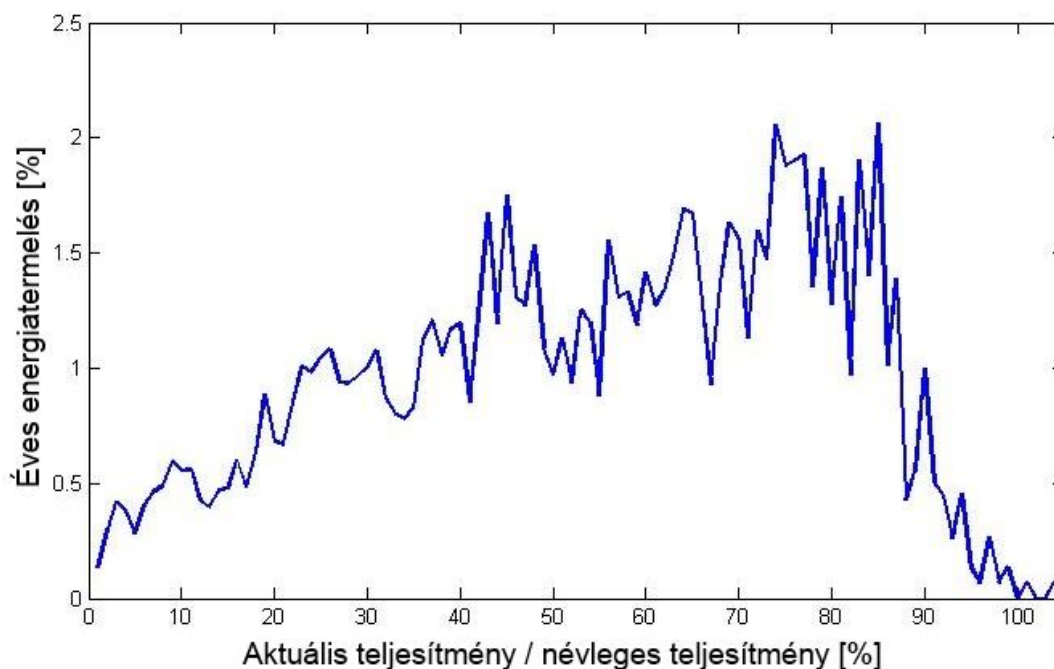


4.12. ábra: Inverter bemeneti feszültségének gyakoriságfüggvénye

4.4 Elhanyagolások hatása

A különböző elhanyagolások beépítésével a programba lehetőségem volt arra, hogy az ezekből adódó pontatlanságot megvizsgáljam. Az elhanyagolások vizsgálatát egy adott üzemállapotr nem érdemes elvégezni, mivel az eltérés abszolút és relatív értéke is nagyban függ az adott üzemállapottól. Az egyes elhanyagolások esetén a számításokat elvégeztem a teljes sugárzás és hőmérséklettartományra, és az így kapott eredmények közti eltéréseket egy- vagy kétváltozós függvényekként ábrázoltam. Ezen kívül elvégeztem az éves számítást is az egyes elhanyagolásokkal, és az így kapott eredményeket is összehasonlítottam. A legnagyobb eltéréseket minden esetben a sugárzás függvényében találtam, az egyszerűbb modellek

leginkább a sugárzásfüggés leírására mutatkoztak elégtelennek. A vizsgálatokat minden esetben a 4.2. fejezetben leírt rendszerre végeztem el.



4.13. ábra: Energiatermelés megoszlása különböző teljesítményeken

A 4.13. ábrán az éves szinten megtermelt energia megoszlása látszik a napelem teljesítménye függvényében. A függvény adott ponthoz tartozó értékei megmutatják, hogy az éves szinten termelt teljes energiamennyiség hány százaléka keletkezett a teljesítmény névlegeshez viszonyított adott egy százalékos intervallumban. A termelt energia alacsony és magas teljesítményeken is kevés, utóbbi esetben az ilyen üzemállapotok kis gyakorisága miatt, előbbi esetben pedig a teljesítmény alacsony értéke miatt. A legtöbb termelt energia a napelem közepesnél kicsit nagyobb teljesítményű működése során keletkezett, a csúcs nagyjából a névleges teljesítmény 80 %-ánál jelentkezik. Mivel az alacsony sugárzású részekről eltekintve a napelem teljesítménye és a sugárzás intenzitása közel egyenesen arányos, a vízszintes tengelyen a sugárzást ábrázolva is hasonló függvény jelleget tapasztalhatunk, ebben az esetben a 100 % az 1000 W/m^2 sugárzásnak felel meg. Ennek alapján elmondható, hogy az éves szinten megtermelt energia legnagyobb része a $400\text{--}800 \text{ W/m}^2$ sugárzás esetén történik, míg a 100 W/m^2 alatti és 900 W/m^2 feletti termelés szinte elhanyagolható. Ebből következik, hogy egy adott elhanyagolás éves szinten akkor okozza a legnagyobb hibát, ha a pontos számítástól való eltérését a sugárzás függvényében ábrázolva a görbe középső szakaszán jelentkeznek nagy eltérések. Egy napelemet leíró modell tehát az éves termelés szempontjából akkor a legjobb, ha a közepes sugárzások esetén jó

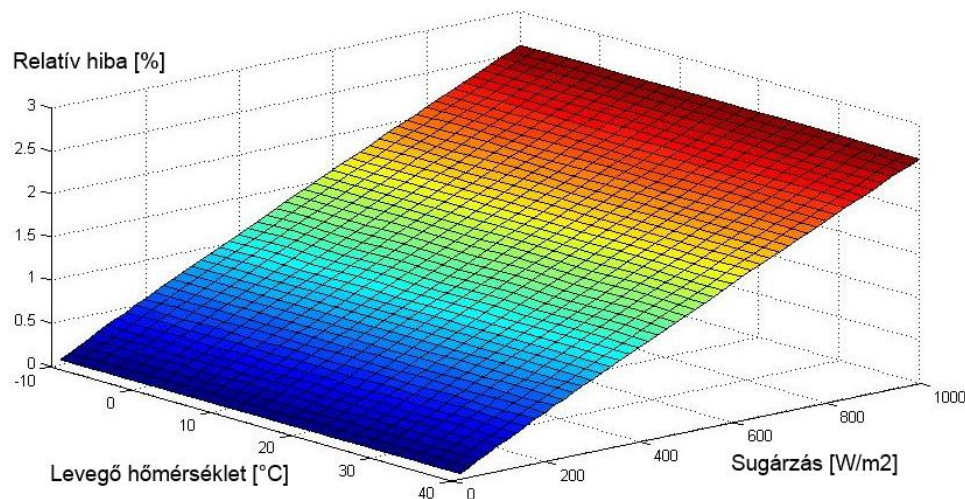
pontossággal leírja a modul működését, míg a szélsőségesen alacsony vagy magas sugárzástartományban megengedhető kisebb pontatlanság, mert ez éves szinten csak kis eltérést okoz.

A szimulációban az összetett modell alkalmazása esetén összesen 4 elhanyagolást vehetünk figyelembe. Ezek közül az egyenáramú veszteségek és az inverter veszteségeinek elhanyagolását itt nem vizsgálom, hiszen ez tulajdonképpen a veszteségek vizsgálatával egyenértékű, amelyet a 4.2. fejezetben már bemutattam. Ezek az elhanyagolások tulajdonképpen annyit jelentenek, hogy a veszteségeket nem vonjuk le a termelt értékből, amit a program a rendes számítás során is mint részeredményt megjelenít, így külön ilyen számítások futtatása nem mutat újat.

Az inverter hatásfoka esetén azt érdemes vizsgálni, hogy az EU hatásfokkal közelítés mennyiben tér el a részletes hatásfokokkal való számítástól. Mivel ez európai hatásfok egy éves átlagot jelent, hibáját egyes üzemállapotokban nem érdemes vizsgálni, csak éves szinten. Az alkalmazott Fronius IG Plus 60 V-1 inverter európai hatásfoka 95 %, a részletes adatokból pedig 5,25 %-os veszteség, tehát 94,75 % átlagos inverter hatásfok adódott. Mivel az inverter hatásfoka a bemeneti feszültségtől és a teljesítménytől is függ, a 15 helyett 12 sorba kapcsolt modulra is elvégeztem a vizsgálatot. Ennek az inverter bemeneti feszültségének csökkenésén túl jelentkező másik hozadéka az, hogy a napelemek névleges összteljesítménye így megegyezik az inverterével, azaz megszűnt az alulméretezés, az inverter bemenetén jelentkező DC feszültség pedig annak névleges teljesítményéhez képest az alacsonyabb értékek irányába tolódott el. Az így kapott eredmény 5,24 % inverter veszteséget mutat, amely 94,76 % hatásfokot jelent, és csak 0,01 %-ban tér el az előző számítás eredményétől. Ezek alapján azt mondhatjuk, hogy az inverter éves hatásfoka nem függ jelentős mértékben a rákapcsolódó modulok számától, ha azokat ésszerű tervezési határokon belül változtatjuk, valamint az EU hatásfoktól sem tért el jelentősen, így utóbbi igen jó közelítésnek mondható.

A cellahőmérséklettel kapcsolatban azt vizsgáltam, hogy mekkora eltérést okoz a hatásfok elhanyagolása az erre vonatkozó képletből. Az ebből adódó cellahőmérsékletbeli eltérés a sugárzással egyenes arányban nő, ahogy az a (2.12) és (2.13) egyenletek egymásból való kivonásával elméleti úton is megkapható, 1000 W/m² sugárzás esetén 5,5 °C-kal magasabb értéket is kaphatunk az elhanyagolás következtében. A magasabb cellahőmérséklet hatásfokromlást eredményez, így ezzel alulbecsüljük a hatásfokot és a termelt energiát is. Az állandó hőmérsékleti együttható miatt ez a sugárzással arányos, hőmérséklet függvényében állandó relatív hibát eredményez hatásfokban és teljesítményben egyaránt, melyet a 4.14.

ábrán láthatunk, és maximális értéke 2,6 %. A teljesítmény abszolút hibája egyébként a teljesítmény sugárzástól és hőmérséklettől közel lineáris függése miatt így a sugárzással négyzetesen, hőmérséklettel pedig lineárisan fog változni, de a gyakorlatban inkább a relatív hiba értékének van jelentősége.

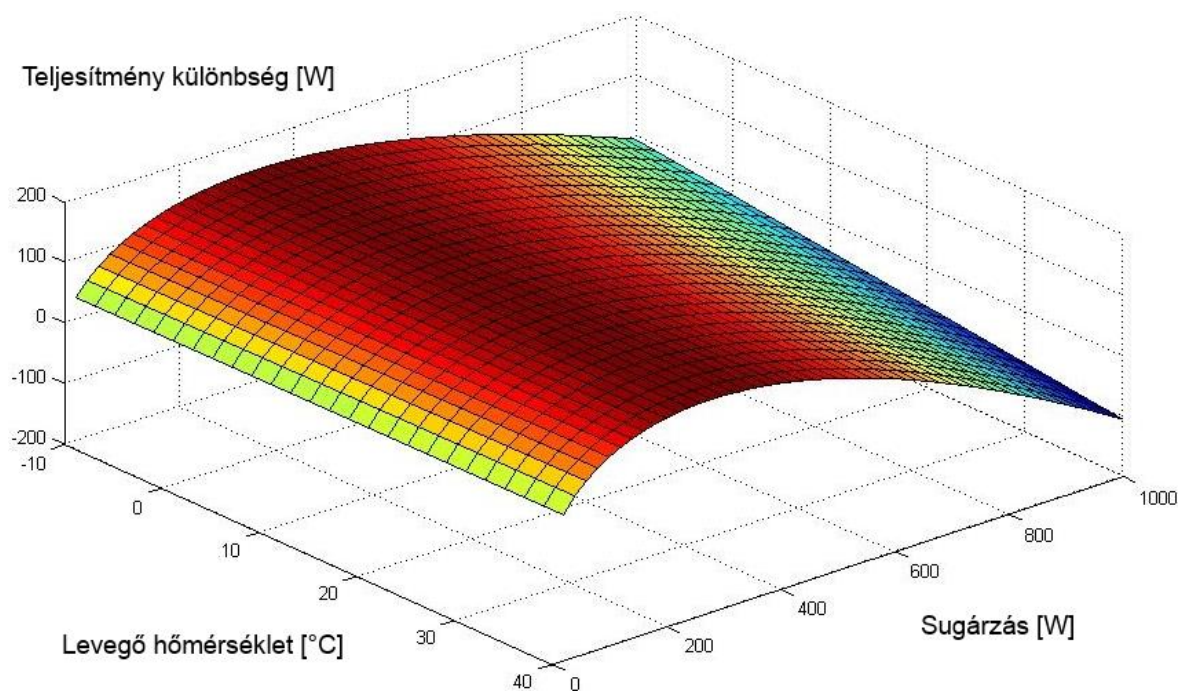


4.14. ábra: Cellahőmérséklet hatásfokfüggésének elhanyagolásából adódó relatív hiba

Az éves számítás eredménye szerint a cellahőmérséklet pontatlanabb számításával 10458 kWh napelemmel termelhető energia 167 kWh-val kevesebb, mint a pontos számításnál, ez 1,57 %-os negatív irányú eltérés. A hálózatra kiadott energia 9838 kWh, 141 kWh-val kevesebb a referencia értéknél, ez 1,41 % eltérést jelent, a cellahőmérséklet átlagos értéke pedig közel 2 °C-kal emelkedett. Ez az elhanyagolás tehát éves szinten nem túl nagy, de nem is elhanyagolható hibát eredményez, az eltérés iránya azonban negatív, így alulbecsüljük a termelt energiát, amivel a kedvezőtlenebb eset irányába tévedünk.

A végére hagytam a 2.1. fejezetben bemutatott egyszerűsített számítás vizsgálatát, amely tulajdonképpen a legnagyobb mértékű elhanyagolás. Ez a modell nem tartalmazza az egyenáramú veszteséget, a cellahőmérsékletben nem veszi figyelembe a hatásfokot, az inverternél az EU hatásfokkal számol. Mivel ezeket az elhanyagolásokat külön-külön már vizsgáltuk, így ezek hatását most nem veszem figyelembe azáltal, hogy az összetett modellel számolva is megteszem ugyanezeket az elhanyagolásokat. Az éves számításnál az inverter figyelembevételét meghagyom, azonban az időjárási jellemzők függvényében való vizsgálathoz ezt is elhanyagolom, mivel egyrészt nincs jelentősége a figyelembevételének, hiszen mindkét esetben azonos, állandó inverter hatásfokkal számol, másrészt az EU hatásfok éves átlagot jelöl, így egy kiragadott üzemállapotra felírva megtévesztő eredményt hozhat. A 4.15. ábrán ábrázoltam a két modell napelem teljesítmény adatainak különbségét a sugárzás és

a levegő hőmérséklet függvényében, a pozitív érték azt jelenti, hogy az egyszerűsített modell eredménye a nagyobb. Látható, hogy az eltérés a sugárzástól függ a legnagyobb mértékben, mivel annak legfőbb oka is az, hogy az egyszerűsített modell nem veszi figyelembe a sugárzás hatásfokfüggését, ezt igazolja a 4.2. ábrával látható hasonlóság is. Érdekesebb a felület hőfokfüggését megfigyelni: alacsony sugárzás esetén a különbség független a hőmérséklettől, míg magas sugárzásnál a különbség a hőmérséklet növekedésével negatív tartományba is átlép, tehát az összetett számítás értéke lesz a magasabb. A alacsony hőmérsékleten mutató hőfokfüggetlenség magyarázata az lehet, hogy az egyszerűsített modellben alkalmazott hőmérséklet együttható pontosan leírja a hőmérsékletfüggést. Magasabb hőmérsékleten viszont az állandó hőmérséklet együttható már nem pontosan írja le az összetett számítás bonyolultabb hőfokfüggését. Amennyiben hihetünk a modell eredményeinek, ez azt jelenti, hogy a napelemek teljesítményének hőmérséklet együtthatója nem egy állandó érték, hanem a sugárzás függvényében kis mértékben megváltozik.



4.15. ábra: Az egyszerűsített modell pontatlansága

Éves szinten az egyszerűsített számítás 10840 kWh napelemek által termelt energiát feltételezett 10458 kWh, és 10279 kWh hálózatra táplált energiát a 9911 kWh helyett. Ez abszolútértékben csaknem 400 kWh eltérés, relatív értékben pedig 3,7 %. A hiba nagysága is nagynak tekinthető, és a konzervatív mérnöki filozófia szerint még nagyobb probléma, hogy az egyszerűsítés egy kedvezőbb eset irányába téved, így a valóságnál jobb befektetésnek tűntetheti fel az adott beruházást.

4.5 Különböző napelem típusok közti eltérések

Vizsgálataim során arra is kíváncsi voltam, hogy mekkora és milyen jellegű különbségek jelentkeznek a mono- és polikristályos napelemek, valamint az egyes gyártók napelemei közt. Az összehasonlíthatóság érdekében azonos névleges teljesítményű napelemeket választottam, valamint minden esetben ugyanazt a modul darabszámot és elrendezést, ugyanolyan vezeték adatokat és ugyanazt az invertert vettem figyelembe, mint amelyet a 4.2. fejezetben bemutattem. Az első vizsgált napelem a BOSCH c-Si M60 250, amellyel az eddigi számításokat is végeztem, ez egy monokristályos modul, a második az ET Solar cég ET-P660250WW polikristályos modulja, az utolsó kettő a Yingli gyártótól a YINGLI YL250C-30b monokristályos és YINGLI YL250P-29b polikristályos modul. A napelemek összehasonlítását az éves energiatermelés alapján végeztem, mely számítások eredményei a 4.3. táblázatban láthatóak, különválasztva a napelemek által termelt energiát és a hálózatra táplált energiát.

4.3. táblázat: Különböző napelem modulok éves termelési adatai

Napelem gyártmánya	Napelemek energiatermelése	Hálózatra táplált energia	Összhatásfok
BOSCH c-Si M60 250 (mono)	10626 kWh	9979 kWh	13,19 %
ET-P660250WW (poli)	10323 kWh	9674 kWh	12,86 %
YINGLI YL250C-30b (mono)	10847 kWh	10165 kWh	13,52 %
YINGLI YL250P-29b (poli)	10337 kWh	9693 kWh	12,94 %

Az adatok alapján a legszembetűnőbb, hogy az egyes típusok közt akár 5 %-os eltérés is adódhat az éves megtermelt energia tekintetében. A modulokat éves termelés szerint sorba rendezve a két monokristályos modulon adódott a több termelt energia, míg a két polikristályoson a kevesebb, utóbbiak átlagosan közel 4 %-kal kevesebb energiát termeltek, ez egybevág azzal az általános nézettel, miszerint a polikristályos cellák kevésbé hatékonyak. A két polikristályos cella termelése egyébként meglehetősen közel áll egymáshoz, míg a monokristályosak közt jelentős eltérést tapasztalhatunk. Ennek oka az lehet, hogy a Bosch napelem esetében a NOCT hőmérséklet és a teljesítmény hőmérsékleti együtthatója (abszolútértékben) kicsit magasabb, mint a Yingli esetében, és ezek a tényezők a termelés csökkenés irányába mutatnak. A többi eltérésre az adatlap alapján más magyarázatot nem tudunk találni, a két Yingli napelem esetében például a hőmérsékleti adatok teljesen

megegyeznek, eltérések csak a rövidzárási, üresjárási és MPP áram- és feszültségadatokban mutatkoznak, az éves termelés eltérés mégis 5 % feletti. Ez egyben azt is jelenti, hogy a két hasonló modul adatlapja alapján ránézésre, szimuláció nélkül általában nem becsülhető meg, hogy melyiktől várható nagyobb éves termelés.

4.6 Napelemek dinamikus viselkedése

A napelemes rendszer esetén azt is megvizsgáltam, hogy miként követi a rendszer az időjárási adatok hirtelen változását. A levegő hőmérséklet a földkéreg és a levegő jelentős hőtároló kapacitása miatt nem képes pillanatszerű változásra, a sugárzás azonban valamilyen, a felhőzetből fakadó árnyékolás megszűnésekor igen gyors változásra képes. A napelemek villamos folyamatai nagyon rövid időállandóval képesek a sugárzás intenzitás változásának követésére, így ezt is közel pillanatszerűnek tekintem. A hálózatra táplált energia megváltozását az inverter bizonyos mértékben korlátozza, egyrészt a beépített DC oldali kondenzátor és a szűrőkör induktivitása és kapacitása miatt, másrészt az MPP követő algoritmus működési idejéből adódóan, azonban a változás még ennek ellenére is igen gyors mértékű. A villamos jelenségekkel szemben jóval magasabb időállandóval rendelkeznek a termikus folyamatok, tehát a napelem hőmérsékletének megváltozása. A sugárzás hirtelen megnövekedése során a cellahőmérséklet eleinte a korábbi sugárzásnak megfelelő alacsonyabb értéken marad, majd fokozatosan kezd növekedni. A hatásfok ezzel párhuzamosan először még magasabb, majd idővel lecsökken az állandósult állapothoz tartozó értékre, és a változás után állandó sugárzást feltételezve így változik a teljesítmény is. A szimulációban ennek a jelenségnek a hatását is vizsgáltam.

A napelem termikus szempontból egytárolós rendszerszernek tekinthető, amelynek hőmérsékletét az alábbi differenciálegyenlet írja le:

$$c \cdot m \cdot \frac{dT_c}{dt} = \tau \alpha \cdot S \cdot A - \eta \cdot S \cdot A - A \cdot U_{\text{átlag}} \cdot (T_c - T_k) \quad (4.2)$$

ahol c a cella átlagos fajhője [J/kg°C], m pedig a tömege [kg]. A differenciálegyenlet megoldásával a megfelelő elhanyagolások mellett a cellahőmérséklet időfüggvényét az alábbi egyenlet írja le:

$$T_c(t) = T_{c2} - (T_{c2} - T_{c1}) \cdot e^{-\frac{t}{\theta}} \quad (4.3)$$

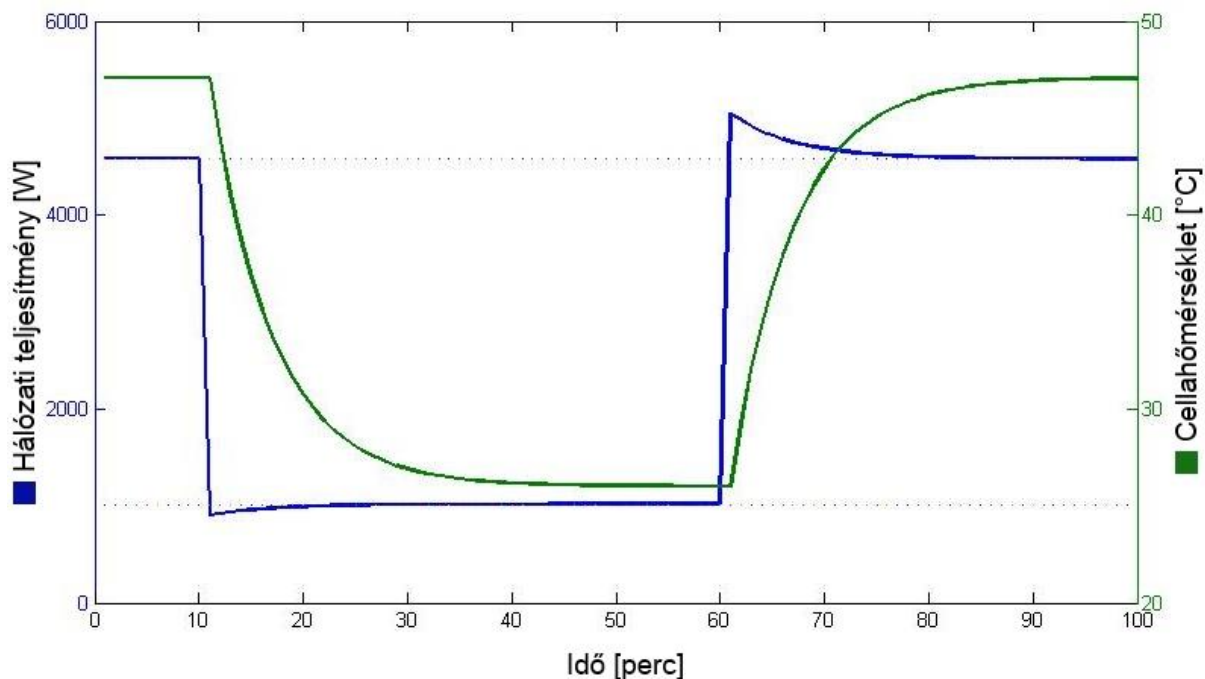
ahol T_{c1} és T_{c2} a kezdeti és végállapothoz tartozó állandósult állapotbeli cellahőmérsékletek [°C], θ pedig az időállandó [s], amely az alábbi képlettel számítható:

$$\Theta = \frac{c \cdot m}{A \cdot U_{\text{átlag}}} \quad (4.4)$$

Az időállandó számításához a nevező értéke a NOCT adatok alapján számítható a (2.11) és (2.12) egyenleteknél leírt megfontolásokhoz hasonlóan, a modul tömege általában adott az adatlapon, az átlagos fajhő pedig irodalmi adatok alapján becsülhető. A modul hőkapacitásának pontos számításához ismernünk kellene annak pontos rétegrendjét és az egyes anyagok termikus tulajdonságait, azonban a jelen számításnál csak tendenciát mutatok be, így nem fontos a minél nagyobb pontosság.

A programban lehetőség annak beállítására, hogy a program hány percre végezze a számítást, minden percre meg kell adni az érvényes sugárzás és levegő hőmérséklet adatokat, valamint a kívánt termikus időállandót. A számítást a korábban bemutatotthoz hasonló, de sztringenként 15 helyett 12 napelemet tartalmazó rendszerre és Bosch napelemekre végeztem, melyre az $A \cdot U_{\text{átlag}}$ szorzat $41,74 \text{ W/}^\circ\text{C}$ értékűnek adódott. Egy modul tömege az adatlap szerint 21 kg , az átlagos fajhőt pedig $720 \text{ J/(kg}^\circ\text{C)}$ -nak tekintettem, így 360 s , azaz 6 perces időállandóval számoltam. A számítást összesen 100 percre végeztem el, amelyből az első 10 percben állandó, 900 W/m^2 -es, a következő 50 percben 200 W/m^2 -es, a $61.$ perctől pedig ismét 900 W/m^2 -es sugárzást tételeztem fel, miközben a külső hőmérséklet folyamatosan 20°C . A program képes lett volna folyamatosan változó értékekkel is elvégezni a számítást, de abban az esetben nehezen tudnánk szétválasztani a modellezett folyamat jellegét a bemenet kismértékű változásából adódó hatásoktól. Az általam generált adatsor tehát egy hirtelen, egy percen belül lezajló sugárzás csökkenés és egy ugyanolyan mértékű sugárzás növekedés hatását mutatja be, amely például egy kissé borús nyári napon egy nagyobb felhő átvonulásának közelítő leírása. A cellahőmérséklet és a hálózatra táplált teljesítmény a 4.16. ábrán látható az idő függvényében.

Jól látható, hogy a sugárzás lecsökkenését követően az első percekben az állandósult állapotnál kisebb lesz a teljesítmény, majd idővel fokozatosan növekedve éri el az állandósult értéket. A sugárzás növekedésekor a teljesítmény hirtelen megugrást, majd fokozatos csökkenést mutat az állandósult értékig. A változás után rögtön tapasztalható teljesítmény relatív eltérése az állandósult állapothoz képest mindkét esetben azonosan $10,2 \%$, abszolútértékben ez természetesen a sugárzás növekedése után lesz jelentősebb. A teljesítményugrás a sugárzás növekedésekor 4028 W , míg az állandósult állapotok különbsége 3562 W , tehát az előbbi $13,08 \%$ -kal magasabb. Az időállandó meghatározásánál fellépő jelentős pontatlanság ezeket az értékeket nem befolyásolja, egyedül a beállítás idejét.



4.16. ábra: Teljesítmény és cellahőmérséklet változás az idő függvényében.

Ez a jelenség részben előnyös, mert magasabb sugárzáson több energiát nyerünk emiatt, mint amennyit alacsony sugárzásnál elveszítünk, a fenti példában összesen 39,2 Wh többletenergia keletkezett ahhoz képest, mintha pillanatszerűen kialakult volna az állandósult állapot mindkét esetben. Hálózati szempontból a jelenség azonban inkább hátrányos, mivel a hirtelen teljesítményváltozást a hálózatnak kell kompenzálnia, minél gyorsabb ez a teljesítményugrás, annál nagyobb feszültségváltozás keletkezik a helyi kisfeszültségű hálózaton. A feszültségváltozást állandósult állapotban a hálózati feszültségesés megváltozásának következménye, a tranziens ideje alatt azonban a gyors áramváltozás feszültséglengéseket is okoz. A teljesítményváltozás betáplálási helytől függően eltérő mértékű feszültségváltozást jelent a hálózaton, ahol szintén előny a lassabb változás, mert így több idejük marad ennek helyreigazítására az esetleges feszültségszabályozó elemeknek. Amennyiben a transzformátorkörzeten belül az egyfázisú inverterek száma nagy, ez a jelenség átmenetileg az aszimmetria akár 2 %-nál nagyobb értékűre változását is okozhatja.

4.7 Árnyékolás hatása

A napelemek esetleges, akár kismértékű, részleges beárnyékolódása is jelentős mértékben meg tudja változtatni a leadott teljesítményt. Az ilyen jelenségek közös jellemzője, hogy a teljes felület kis hányadán jelentkező árnyékolás is a teljesítmény aránytalanul nagyobb mértékű csökkenését eredményezi. Ahhoz, hogy ennek fizikai okait

megértjük, vissza kell térnünk az 2.1. ábrán látható áramköri modellre. A modell szerint a cellákon a növekvő feszültség irányába csak az áramgenerátor által megszabott áram folyhat, a dióda nyitóiránya ezzel ellentétes, így ott csak a rekombinációs veszteségeket leíró visszáram jön létre. Több cella soros kapcsolása esetén tehát a rajtuk átfolyó áram maximális értéke az egyes cellákra érvényes rövidzárási áramok maximuma, az ennél nagyobb áram a kritikus cellában egy záró irányú diódával szembesül. Mivel az áramgenerátor árama, amely egyezik a cella rövidzárási áramával, a sugárzással egyenesen arányos, ennek megváltozását tulajdonképpen az árnyékolás okozza. Soros cellák esetén tehát elegendő egyetlen cellának árnyékba kerülni, az egész sztring árama a cellát érő sugárzás lecsökkenésének arányában lecsökken, ez pedig majdnem azonos arányú teljesítménycsökkenést eredményez. A ma használatos napelem modulokat 60 soros cella építi fel, és az inverter bemeneti feltételeinek kielégítésére 10-20 modul soros kapcsolására is szükség lehet. Ez összesen egy sztringben 600-1200 cellát jelent, amelyek közül akár egyetlen darab beárnyékolása ugyanolyan hatással van a teljesítményre, mintha a teljes sztring árnyékba kerülne.

Egy cella beárnyékolása esetén a cella és így a tartalmazó modul tönkremenetelének veszélye is jelentkezik. Az árnyékolt cella p-n átmenete ilyenkor záró irányú igénybevételnek van kitéve, és kellően sok soros cella esetén az erre jutó záró irányú feszültség meghaladhatja annak letörési feszültségét. A letörési feszültség felett a p-n átmenet árama jelentősen megnövekszik, így a rajta disszipálódó teljesítmény is, amely a cella tönkremenetelét okozza. Ennek elkerülésére egyes cellákkal vagy cellacsoportokkal párhuzamosan a cella p-n átmenetével ellentétes irányú diódákat kapcsolnak, tehát a katód kerül a cella pozitív kapcsára. Erre a diódára a napelem normál üzeme során záró irányú feszültség jut, a párhuzamos cella leárnyékolása esetén azonban az azon átfolyani nem képes áramot vezet. Ezek az ún. bypass diódák a cella védelmén túl a sztring teljesítményének jelentős lecsökkenését is megakadályozza, azáltal, hogy a többi cellán engedi az azokban nagyobb teljesítményt jelentő magasabb áramot. Ilyenkor az árnyékolt cella kiesik a termelésből, és a diódán annak küszöbfeszültsége miatt nagyjából egy cella teljesítményének megfelelő veszteség keletkezik, de a többi cella ettől függetlenül képes lesz MPP-ben működni. Gazdaságossági okokból általában nem minden cella mellé, hanem bizonyos számú cellát tartalmazó cellacsoportok mellé kapcsolnak bypass diódát, így egy cella beárnyékolásával a csoporton belüli összes cella teljesítménye elveszik. 600 soros cellát feltételezve azonban még az így adódó néhány tíz cella teljesítményének kiesése is jóval kevesebb veszteséget okoz, mintha az összes cella teljesítménye töredékére lecsökkenne.

Amennyiben a fenti mechanizmusnak megfelelően egy sztringből a cellák egy része kiesik, az adott sztring MPP feszültsége is lecsökken. Több párhuzamos ág esetén, amennyiben nem jelentkezik mindegyikben azonos árnyékolás, ez további teljesítménycsökkenést okoz, mivel nem lesz képes minden sztring maximális teljesítményen működni. Ha egy sztringen belül több modul is kiesik az árnyékolás miatt, szélsőséges esetben előfordulhat, hogy a sztring üresjárási feszültsége alacsonyabb lesz a többi sztring MPP feszültségénél, ilyenkor az adott sztringen ellentétes irányú áram folyhat, tehát tulajdonképpen a többi ág által megtermelt energia azon az ágon disszipálódik. Ez részben jelentős teljesítményvesztést jelent, ha pedig egy sztringből csak néhány cella marad árnyékolatlan, akkor azok túlmelegedését és tönkremenetelét is okozhatja. Ez ellen szintén egy diódával lehet védekezni, amelyet sorosan kötünk be minden párhuzamos ágba: ez a dióda átengedi az üzemi áramokat, az ellentétes irányú áramot pedig meggátolja. Ezeken a diódákon normál üzemben is keletkezik a küszöbfeszültségüknek megfelelő feszültségesés és veszteség, amely diódánként egy cella teljesítményének felel meg (a cella MPP feszültsége és a dióda nyitó irányú feszültsége a fizikai modell alapján közel azonos, a rajta átfolyó áram pedig a soros kapcsolás miatt egyezik meg). Ezeket a diódákat úgy kell méretezni, hogy záró irányú letörési feszültségük magasabb legyen az inverter maximális bemeneti feszültségénél is, esetleg ennek elérésére több soros diódára is szükség lehet, ami többlet veszteséget eredményez.

Az árnyékolásnak alapvetően több különböző módja lehet, amelyek eltérő jellegzetességet mutatnak. Alapvető árnyéktípus a felhők által vetett árnyék, ez azonban kis rendszerek esetén általában a teljes napelem felületen egyenletesen jelentkezik, így a fent bemutatott, részleges árnyékolás esetén érvényes jelenségek itt nem lépnek fel. Ehhez hasonló a napelemek felületére kerülő por jellegű, egyenletes eloszlású szennyeződésekkel fákadó árnyékolás is. A részleges árnyékolás leggyakoribb esete a földfelszíni tárgyakból fakadó vetett árnyék, mely ráadásul napi periodicitással jelentkezik, így éves szinten nagy hatása lehet. Az ilyen árnyékok leggyakoribb okai fák, villanyoszlopok és környező épületek lehetnek, háztetőre szerelt rendszerek esetén pedig akár a tető kinyúló részei is árnyékot vethetnek a napelemekre. Másik ok lehet a közvetlenül a napelemek felületére kerülő tárgyak által okozott takarás, amely bár nem túl gyakori, de a tervezés során nem lehet hatékonyan védekezni ellene. Részleges árnyékot vetnek még a repülő tárgyak is, de azok általában gyorsan elhaladnak a modulok felett. A cellák jellemző mérete egy 156 mm oldalhosszúságú

négyszög, amelynek akár egy félével is képes lehet jelentős részét leárnyékolni, bár ezek a tárgyak a cellák lejtése miatt gyorsan, kis széllekedés hatására is lecsúsznak a felületről.

Az esetleges árnyékolás hatásaira való felkészülés tehát számos többlet tervezési szempontot eredményez a naperőművek létesítése során a rendszer védelmének szempontjából. Elsődlegesen arra kell törekedni, hogy a napelemekre a teljes élettartam alatt, az év minden szakaszát figyelembe véve semmikor se vetüljön árnyék a környező tereptárgyakból. Ilyen esetekben általában a részleges árnyékolás veszteségei is elhanyagolhatóak, melyek egyébként a nehéz modellezhetőség miatt jelentős hibát okoznak az eredményben és bizonytalanságot eredményeznek a beruházás megtérülésében.

4.8 Megtérülés számítás

A napelemek megtérülésének számításának egyik legcélszerűbb módja a nettó jelenérték számításra alapul. Ennek során minden jövőben érkező pénzáramnak kiszámítjuk a jelenértékét (present value, PV) a pénz időértékének figyelembevételével, és ezt előjelhelyesen összegezzük. Napelemes beruházás esetén a beruházási költség a 0. évben egyszeri kiadásként jelentkezik, majd minden évben a termelt energia értékesítéséből származnak a bevételek. Ilyen esetben a nettó jelenérték az alábbi módon számítható:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{c_t \cdot E_t}{(1+r)^t} - C_0 \quad (4.5)$$

ahol C_0 a beruházási költség [Ft], c_t a termelt villamos energia értékesítési egységköltsége a t . évben [Ft/kWh], E_t a termelt energia a t . évben [kWh], n a vizsgált évek száma [-], r a diszkontráta, vagy elvart hozam ráta [-]. r a képletben dimenziótlan szám, amely kifejezi, hogy éves szinten hány százalékos ($r \cdot 100$ %) hozamot vár el a beruházó az adott befektetéstől. Ezt részben a beruházó egyéni preferenciái határozzák meg, de általában az azonos kockázatú befektetésekkel elérhető hozamrátaival azonos. Amennyiben a fenti egyenlet alapján $NPV > 0$, akkor a befektetés n éven belül az elvart hozamokkal megtérül.

A fenti általános képlet segítségével figyelembe lehet venni azt, amennyiben az éves szinten beérkező pénzáramok eltérnek. Amennyiben c_t és E_t értékét állandónak tételezzük fel, a fenti összefüggés az alábbi alakra egyszerűsödik:

$$(0 =) NPV = c \cdot E \cdot \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{r \cdot (1+r)^n} \right) - C_0 \quad (4.6)$$

Ez előzőhöz hasonlóan itt is érvényes, hogy amennyiben $NPV > 0$, akkor a berendezés megtérül. A megtérülés határát a $NPV = 0$ érték jelenti, ezt a fenti egyenletbe helyettesítve

megkapjuk az összefüggést a többi paraméter közt. C_0 és E általában a rendszertől függő állandó, míg c , r és n a megtérülésre jellemző paraméterek. A fenti egyenlet átrendezésével tehát megkaphatjuk egyrészt a villamos egységköltség és a diszkontráta ismeretében az években mért megtérülési időt, másrészt elvárt hozam ráta és megtérülési idő ismeretében az ehhez szükséges egységköltséget, a harmadik esetben pedig az egységköltség és a megtérülési idő ismeretében azt, hogy milyen hozammal térül meg a befektetés. Ahhoz azonban, hogy ezek a számítások pontos eredményt adjanak, tisztában kell lennünk a beruházási költség és az éves szinten várható villamosenergia-termelés értékével, ezért is különösen fontos a termelés előrejelzés pontossága a megtérülés megbízható számításához.

A termelés pontos előrejelzése a befektetés kockázatának csökkentését is maga után vonja, alacsonyabb kockázathoz pedig alacsonyabb hozam társul, így alacsonyabb diszkontrátával számolhatunk. Az r érték alacsonyabbra választása a (4.6) egyenlet szerint a megtérülés idő csökkenését jelenti, így ennek valós anyagi hozadéka is jelentkezik. Természetesen ahhoz, hogy a napelemes rendszereket a befektetők számára egy jól tervezhető, alacsony kockázatú befektetésként mutathassuk be az ilyen fizikai modellen alapuló szimulációs programokon túl mérési adatokra és megvalósított rendszerekből vett példákra is szükség van, amelyeket a szimuláció pontosítására és az eredmények validálására használhatunk fel. A napelemek megtérülésének csökkentése tehát nem csak a technológia árának csökkenése és támogatások biztosítása által érhető el, hanem a pontos modellek kialakítása is ennek fontos eszköze lehet.

5 Összefoglalás, következtetések

Dolgozatom során a napelemes rendszerek működésének részletes vizsgálatát tűztem ki célul, amelyhez annak egyes részeiről modelleket készítettem szakirodalomból vett módszerek és egyéni megfontolások alapján. Mivel a fizikai modell egyes leíró egyenletei numerikus megoldást igényeltek, a vizsgálatok megkönnyítésére Matlab környezetben készítettem szimulációs programot.

A program segítségével először azt vizsgáltam, hogy miként befolyásolja a napelemek teljesítményét és hatásfokát az időjárási paraméterek, a sugárzás és a hőmérséklet értéke. A hőmérsékletfüggés szempontjából azt tapasztaltam, hogy magasabb hőmérsékleten csökken a hatásfok, ennek mértékét a napelemek adatlapján megadott hőmérsékleti tényezők jó pontossággal leírják. A sugárzás függvényében annak csökkenésével a hatásfok is lecsökken, az eltérés mértéke főleg kis sugárzásoknál jelentős. A napelemek adatlapján szereplő adatok az STC állapotnak megfelelő magas sugárzásra vonatkoznak, amelynél a megvalósuló üzemállapotokban alacsonyabb értékek lesznek érvényesek. Mivel a gyártók egy része a sugárzásfüggést nem tünteti fel az adatlapon, egyszerűbb számítások esetén gyakran nincs mód ennek figyelembevételére, ami a teljesítmény jelentős túlbecsléséhez vezethet. A vizsgálat során arra is figyeltem, hogy a maximális hatásfok és az MPP feszültség közt nagyon szoros korreláció figyelhető meg, a hatásfok változását tehát leginkább a feszültség megváltozása okozza. Állandó külső levegő hőmérsékletet feltételezve a teljes rendszer hatásfoka a közepes sugárzásértékek esetén a legnagyobb, amely kedvezőnek mondható abból a szempontból, hogy az éves szinten megtermelt energia legnagyobb része is ebben a tartományban keletkezik.

A szimuláció segítségével a rendszer éves villamosenergia-termelésének becslése is elvégezhető, amelyre két különböző jellegű adatbázis alapján van mód. Az így kapott termelési adatokat az interneten elérhető külső szimulátorok eredményeivel is összehasonlítottam annak érdekében, hogy a számításom pontosságáról meggyőződjek. Az éves eredmények a két adatbázis és a külső programok esetén is mindössze néhány százalékos eltérést mutatnak, amelyet megfelelően alacsony értéknek tartok. A debreceni telephelyen vizsgált rendszer által termelt éves energia mennyisége egységnyi névleges teljesítményre vetítve 1330 kWh/kW_p.

Részletesen megvizsgáltam azt is, hogy egy adott teljesítményű napelemes rendszerhez milyen invertert célszerű választani. Eredményeim azt mutatják, hogy az inverter kismértékű alulméretezése még nem okoz jelentős veszteséget és gazdaságilag is kedvező, az invertert általában elegendő a napelemek névleges teljesítményének 80 %-ára választani. Feszültség tekintetében a soros napelemek számát úgy célszerű megválasztani, hogy a teljes üresjárási feszültség éves szinten semmilyen üzemállapotban ne legyen magasabb az inverter maximális teljesítményénél, valamint a névleges MPP feszültség az inverter MPP követési feszültségtartományának közepes értékénél kissé magasabb legyen, ezek betartásával éves szinten nem jelentkezik ebből fakadó termeléskiesés.

Annak vizsgálatát is elvégeztem, hogy a felállított összetett modell egyes részeinek elhanyagolása, egyszerűbb számítással való közelítése éves szinten mekkora hibát eredményez. Inverterek tekintetében arra az eredményre jutottam, hogy a náluk megadott átlagos európai hatásfok igen jó közelítésnek mondható, a részletes adatokkal történő számítás esetén sincs jelentős eltérés. Amennyiben a cellahőmérséklet számításánál elhanyagoljuk annak munkaponttól való függését, éves szinten közel 1,5 %-kal alábecsüljük a termelést. A numerikus megoldásokat nem igénylő, kézzel is könnyen kiszámolható egyszerűsített modellem eredményei évi közel 4 %-kal becsülik túl a termelést, amelynek legnagyobb része a hatásfok sugárzásfüggésének elhanyagolását jelenti. Bizonyos szempontból ez a hiba jelentős, főleg azért, mert a kedvezőbb eset irányába téved, másrészt a két módszer számításigényében jelentkező nagyságrendi eltéréshez viszonyítva ez mégsem olyan számottevő. Ennek megfelelően az egyszerűsített modell jól alkalmazható durva becslések elvégzésére, míg pontosabb eredmények szükségessége esetén használatát nem javaslom.

A különböző gyártmányú napelemek közti eltéréseket is megvizsgáltam, eszerint két eltérő, de azonos névleges teljesítményű modul esetén éves szinten akár 5 %-os eltérés is előfordulhat. A magasabb értéket jellemzően a monokristályos cellák szolgáltatták, míg a polikristályosaknál alacsonyabb volt az éves energiatermelés. Ezek az eltérések a napelem adatlapja alapján általában nem is becsülhetőek meg, mivel ránézésre igen hasonló adatok esetén is jelentős különbségek jelentkezhetnek. A négy vizsgált modul alapján a mai modern napelemek éves szintű hatásfoka 12,8 és 13,5 % közé tehető.

Megvizsgáltam a napelemek működésének néhány olyan jellemzőjét is, amely megfelelő adatok hiányában az éves termelésszámításba nem vonható be, a valós termelést mégis befolyásolhatja. Ilyen nehezen számszerűsíthető jelenségek a napelemek dinamikus viselkedése és az árnyékolás hatása. A sugárzás hirtelen megváltozását a napelemek villamos

folyamatai igen gyorsan képesek követni, míg a termikus folyamatok beállása jóval lassabban zajlik le. Ez azt eredményezi, hogy a sugárzás hirtelen megváltozásakor az állandósult állapotok különbségénél akár 10 %-kal nagyobb teljesítményugrások is jelentkezhetnek, a megtermelt energia szempontjából azonban a napelemek jól viselik az ingadozó sugárzást. Árnyékolás tekintetében nagyon fontos szempont a tervezés során, hogy a felhőkön kívül más forrásból a napelemekre lehetőleg sose vetüljön árnyék. A napelemeknél már kismértékű részleges árnyékolás is a teljesítmény töredékére csökkenését eredményezi, amely diódák beépítésével mérsékelhető, de a beárnyékolt felület arányához képest a teljesítménycsökkenés minden esetben nagyobb arányú lesz.

A dolgozatom végén bemutattam a napelemek megtérülés számításának egy viszonylag egyszerű, de általánosan alkalmazható módját. Itt képletek szintjét is láthatóvá vált, hogy az éves energiatermelés várható értéke igen jelentős hatással van a megtérülési időre, így a beruházás bizonytalanságának, kockázatainak csökkentése szempontjából fontos a termelés minél pontosabb előrejelzése, ez rövidebb megtérülési időhöz vezethet.

A termelés előrejelzése a szélenergiákhoz hasonlóan nagymértékű elterjedés esetén a napelemes rendszerek esetében hálózati szempontból is jelentőséget kap. A MAVIR jelenleg is végzi a széltermelés előrejelzését [9], amely szükséges a többi erőmű és import menetrendjének tervezéséhez. Az előrejelzés pontossága anyagi szempontból is fontos, hiszen pontos előrejelzés esetén kevesebb tartalék tartására és igénybevételére lehet szükség, amely csökkenti a rendszerirányítás költségeit, és közvetve megjelenik a villamos energia árában is. Napelemes rendszerek esetére ilyen központi előrejelzés még nincs, ennek oka az alacsony beépített teljesítmény, de a jövőben a kapacitás jelentős növekedésével célszerű lesz egy ilyen rendszer kialakítása is. A termelés rövid távú előrejelzése is a dolgozatban bemutatott módszerekkel történhet, így ennek pontossága itt is kiemelt jelentőségű.

A megkezdett kutatást a jövőben is folytatni szeretném, terveim közt szerepel az itt bemutatott jelenségek kísérleti igazolása is valódi napelemen végzett mérések alapján. Ezen kívül a napenergia hasznosításának más módjaival is foglalkozom, főként a naphőerőművekkel történő közvetett villamosenergia-termelés lehetőségeivel. Terveim közt szerepel egy hasonló modell elkészítése és hasonló vizsgálatok elvégzése egy napkollektorokból és szerves Rankine-körfolyamatból (ORC) felépülő rendszer esetére is. A naphőerőművekben jobb lehetőségek vannak az energiátárolásra, amelynek a megújuló VER integrációja szempontjából döntő jelentősége lehet. Idén készülő szakdolgozatomban ezek részletes bemutatására is törekszem.

6 Köszönetnyilvánítás

This project has been partly supported by the KTIA grant of the National Development Agency, Hungary under contract number KMR_12-1-2012-0031

A kutatási tevékenységet a Magyar Kormány, a Nemzeti Fejlesztési Ügynökségen keresztül, a Kutatási és Technológiai Innovációs Alap KMR_12-1-2012-0031 számú szerződése alapján támogatta.

Irodalomjegyzék

- [1] European Photovoltaic Industry Association: *Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017*, <http://www.epia.org/news/publications/> (2013. okt. 19.)
- [2] European Commission: *The EU climate and energy package*, <http://ec.europa.eu/clima/policies/package/> (2013. okt. 19.)
- [3] Magyar Elektrotechnikai Egyesület: *60. Vándorgyűlés*, <http://www.mee.hu/hu/rendezvenyeink/vandorgyules> (2013. okt. 19.)
- [4] Townsend, T. U.: *A method for estimating the long-term performance of direct-coupled photovoltaic systems*. University of Wisconsin-Madison, 1989.
- [5] E.ON: *Tájékoztatás a háztartásiméretű kiserőművek létesítéséről és közcélú elosztó-hálózatra csatlakoztatásáról*. http://www.eon.hu/Haztartasi_Meretu_KisEromuvek (2012. okt. 19.)
- [6] Joint Research Centre: *Photovoltaic Geographical Information System*. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> (2013. okt. 20.)
- [7] PVsyst: *Photovoltaic Software*, <http://www.pvsyst.com/en/> (2013. okt. 20.)
- [8] Joint Research Centre: *PVGIS - Interactive Maps: Performance of Grid-connected PV*. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php> (2013. okt. 21.)
- [9] MAVIR: *Széltermelés*. <http://www.mavir.hu/web/mavir/szeltermeles> (2013. okt. 24.)