

Raportul anual de monitorizare privind capacitatea minimă disponibilă pentru comerțul transfrontalier pentru anul 2021, în conformitate cu art. 15 alin. (4) din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă pentru energie electrică

1. Introducere

În conformitate cu prevederile art. 16 alin. (8) din *Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică*, operatorii de transport și de sistem nu limitează volumul capacității de interconexiune care urmează a fi pusă la dispoziția participanților la piață pentru a rezolva o congestie în interiorul propriei lor zone de ofertare sau ca modalitate de a gestiona fluxurile din tranzacțiile interne ale zonelor de ofertare. Capacitatea minimă disponibilă pentru comerțul transfrontalier este atinsă:

(a) pentru granițele zonelor de ofertare care utilizează metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată, cu condiția ca valoarea capacității minime disponibile pentru comerțul transfrontalier să fie de 70% din capacitatea de transport, respectând limitele de siguranță în funcționare după scăderea contingentelor (70% din F_{max}), astfel cum sunt stabilite în conformitate cu orientările privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul art. 18 alin. (5) din *Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003*;

(b) pentru granițele zonelor de ofertare care utilizează o metodă bazată pe flux, cu condiția ca marja stabilită în procedura de calcul al capacității, disponibilă pentru fluxurile induse de schimburile transfrontaliere, să fie de 70% din capacitatea care respectă limitele de siguranță în funcționare ale elementelor critice de rețea interne și transfrontaliere, ținând seama de contingentă, astfel cum sunt stabilite în conformitate cu orientările privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul art. 18 alin. (5) din *Regulamentul (CE) nr. 714/2009*.

Întrucât siguranța în funcționare a rețelei electrice pentru anul 2020 nu ar fi fost asigurată, a fost acordată CNTEE Transelectrica SA o derogare de la obligația îndeplinirii prevederilor art. 16 alin. (8) din *Regulamentul (UE) 2019/943*, prin Decizia ANRE nr. 2206 din 20.12.2019, pentru o durată de un an, începând cu 01.01.2020, pentru granițele zonelor de ofertare România-Ungaria (RO-HU) și România-Bulgaria (RO-BG), aferente regiunilor de calcul al capacităților (CCR) Core și SEE.

În anul 2021, în urma aprobării *Raportului privind congestiile structurale elaborat în*

conformitate cu prevederile art. 14 alin. (7) din Regulamentul (UE) 2019/943 prin Decizia ANRE nr. 2063 din 11.11.2020, Guvernul României a aprobat în data de 28 iulie 2021 *Planul de acțiuni* elaborat în conformitate cu prevederile art. 15 din Regulamentul (UE) 2019/943. Planul de acțiuni conține un calendar concret de adoptare a unor măsuri de reducere a congestiilor structurale identificate, precum și traiectoria liniară pentru creșterea anuală a capacității minime disponibile pentru comerțul transfrontalier până la atingerea țintei de 70% din F_{\max} , până la data de 31 decembrie 2025.

Pentru anul 2021 a fost prevăzută o capacitate minimă disponibilă pentru comerțul transfrontalier de 800 MW pe granița România – Ungaria reprezentând 33% din capacitatea de transport, respectiv 900 MW pe granița România – Bulgaria reprezentând 25% din capacitatea de transport.

În conformitate cu prevederile art. 9 alin. (4) din Planul de acțiuni, operatorul de transport și sistem are obligația de a transmite un raport anual privind evaluarea atingerii valorilor capacității minime disponibile pentru comerțul transfrontalier asumate prin traiectoria liniară.

2. Metodologia de monitorizare

Primul pas de evaluare a conformității capacității minime disponibile pentru comerțul transfrontalier cu valorile minime stabilite în Planul de acțiuni pentru anul 2021, se bazează pe capacitățile oferite în calculul capacităților pentru ziua următoare.

Evaluarea capacității minime disponibile pentru comerțul transfrontalier în anul 2021 s-a realizat pe baza comparației între capacitatea transfrontalieră minimă disponibilă stabilită pe fiecare graniță și direcție de import și export în Planul de acțiuni și următoarele valori ale capacității transfrontaliere disponibile calculate:

- valorile capacităților nete de interconexiune (NTC) aferente unităților de timp ale pieței pentru ziua următoare (MTU), pentru fiecare graniță a zonei de ofertare și direcție de schimb de energie transfrontalier, disponibile pe platforma de transparență ENTSO-E, luând în considerare valorile NTC propuse doar de CNTEE Transelectrica SA;
- valorile marginii disponibile pentru comerțul transfrontalier (Margin Available for Cross-Zonal Trade – MACZT) calculate conform Recomandării ACER nr. 1/2019, pe aria de coordonare RO-BG-HU și direcție de schimb de energie transfrontalier.

2.1 CCR Core

În anul 2021, calculul capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier pentru granița RO-HU s-a realizat prin metoda NTC unilaterală și coordonată bilateral în conformitate cu *Metodologia pentru determinarea și armonizarea capacităților nete de interconexiune (NTC)* avizată de către ANRE cu nr. 16/29.07.2010. Determinarea valorilor NTC se realizează simultan pe toate granițele zonei de ofertare luând în considerare diferite scenarii de schimb în interconexiune. Valorile

NTC sunt determinate la nivel lunar cu rezoluție zilnică pe baza modelului comun de rețea convenit pentru a treia zi de miercuri, ora 10:30 CET și țin cont de toate retragerile din exploatare programate în luna respectivă.

2.2 CCR SEE

Până la data de 1 iulie 2021, calculul capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier pentru granița RO-BG s-a realizat prin metoda NTC, unilateral și coordonat bilateral, în conformitate cu *Metodologia pentru determinarea și armonizarea capacităților nete de interconexiune (NTC)* avizată de către ANRE cu nr. 16/29.07.2010.

Începând cu data de 01.07.2021 calculul de capacitate pentru piața pe ziua următoare pe granița RO – BG se realizează în mod coordonat la nivelul CCR SEE conform prevederilor *Metodologiei comune SEE CCR de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice aprobate prin decizia ANRE nr. 154/2021*.

3. Rezultate

3.1 Valori NTC

3.1.1 CCR Core

În figura 1 sunt prezentate valorile NTC medii lunare în anul 2021 pe granița RO – HU. Pentru direcția RO – HU valorile NTC medii lunare sunt situate în intervalul 467 MW÷809 MW, iar pentru direcția HU – RO acestea sunt situate în intervalul 740 MW÷1000 MW. Cu excepția lunilor martie, august și octombrie 2021, se constată că valorile medii sunt mai mari decât ținta de 800 MW stabilită prin Planul de acțiuni.

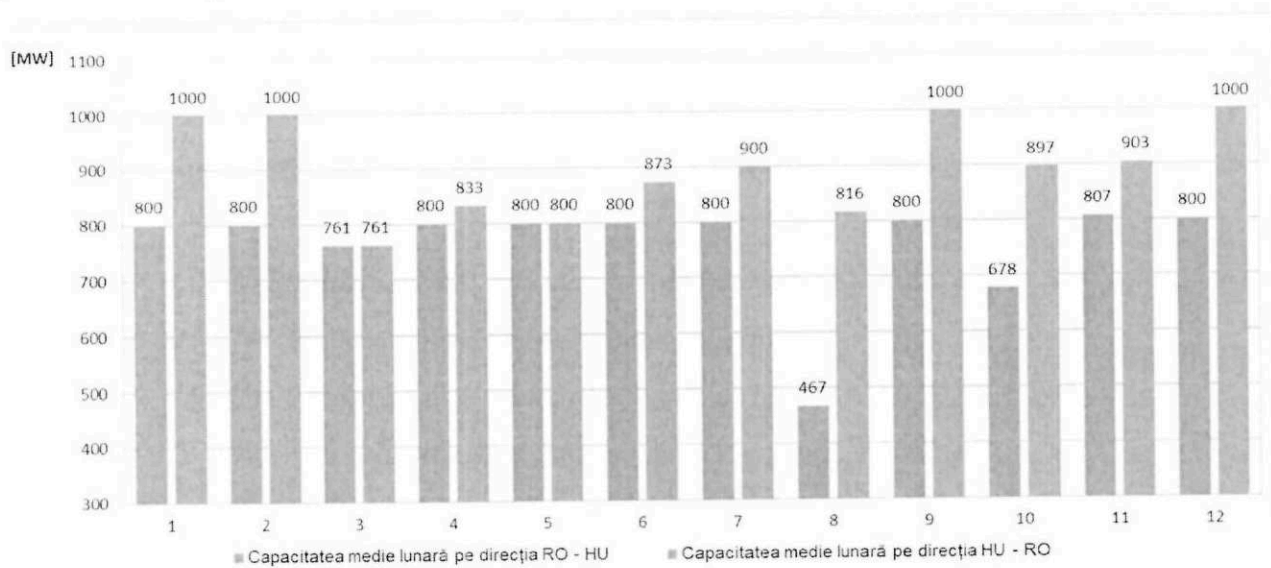


Fig. 1. Valorile NTC medii lunare în anul 2021 pe granița RO – HU

În anul 2021, valorile NTC au fost mai mici decât ținta stabilită prin Planul de acțiuni pentru 14,2% din MTU analizate pe direcția de export RO – HU, respectiv pentru 2,6% din MTU analizate pe direcția import HU – RO. În figura 1.1 sunt prezentate procentele de timp în care valorile NTC pe

granița RO – HU au atins ținta stabilită prin Planul de acțiuni.

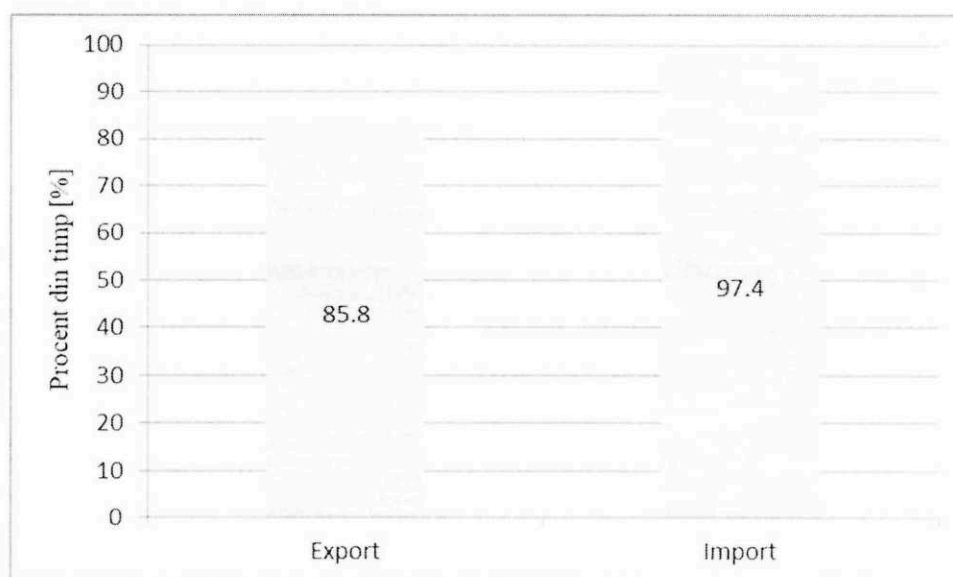


Fig. 1.1. Procentele de timp în care valorile NTC pe granița RO – HU au atins ținta stabilită prin Planul de acțiuni

Perioadele cu valori NTC mai mici de 800 MW pe granița RO – HU au fost cauzate în principal de retragerile din exploatare ale liniilor electrice interne, ale liniilor de interconexiune, ale liniilor electrice ale operatorilor de transport și de sistem (OTS) vecini cu impact transfrontalier și ale unităților de transformare, pentru lucrări de investiții sau mentenanță. Perioadele de retrageri din exploatare și liniile electrice retrase din exploatare sunt prezentate mai jos:

- 01.03.2021 – 05.03.2021: retragerea din exploatare a LEA 400 kV Arad – Sandorfalva;
- 30.03.2021 – 31.03.2021: retragerea din exploatare a LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba;
- 01.08.2021 – 31.08.2021: retragerea din exploatare a:
 - LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui circ. 1 și circ. 2 în perioada 12.07.2021 – 16.08.2021;
 - LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ. 2 în perioada 02.08.2021 – 06.08.2021;
 - LEA 400 kV Subotica 3 – Sandorfalva în perioada 02.08.2021 – 06.08.2021;
 - LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ. 1 în perioada 09.08.2021 – 13.08.2021;
 - LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ. 2 în perioada 16.08.2021 – 20.08.2021;
 - LEA 220 kV Bor 2 – Nis 2 în perioada 16.08.2021 – 20.08.2021;
 - LEA 400 kV Urechești – Domnești în perioada 23.08.2021 – 27.08.2021;
 - LEA 400 kV Djerdap – Bor în perioada 23.08.2021 – 03.09.2021;
- 04.10.2021 – 08.10.2021: retragerea din exploatare a LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud, LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord și LEA 400 kV Porțile de Fier – Slatina.

- 11.10.2021 – 15.10.2021: retragerea din exploatare a LEA 400 kV Iernut – Sibiu Sud, LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord;
- 25.10.2021 – 29.10.2021: retragerea din exploatare a LEA 400 kV Iernut – Gădălin.

3.1.2 CCR SEE

În figura 2 sunt prezentate valorile NTC medii lunare în anul 2021 pe granița RO – BG. Pentru direcția RO – BG, valorile NTC medii lunare sunt situate în intervalul 942 MW÷1229 MW, iar pentru direcția BG – RO acestea sunt în intervalul 938 MW÷1157 MW. Se constată că valorile NTC medii lunare sunt mai mari decât ținta de 900 MW stabilită prin Planul de acțiuni.

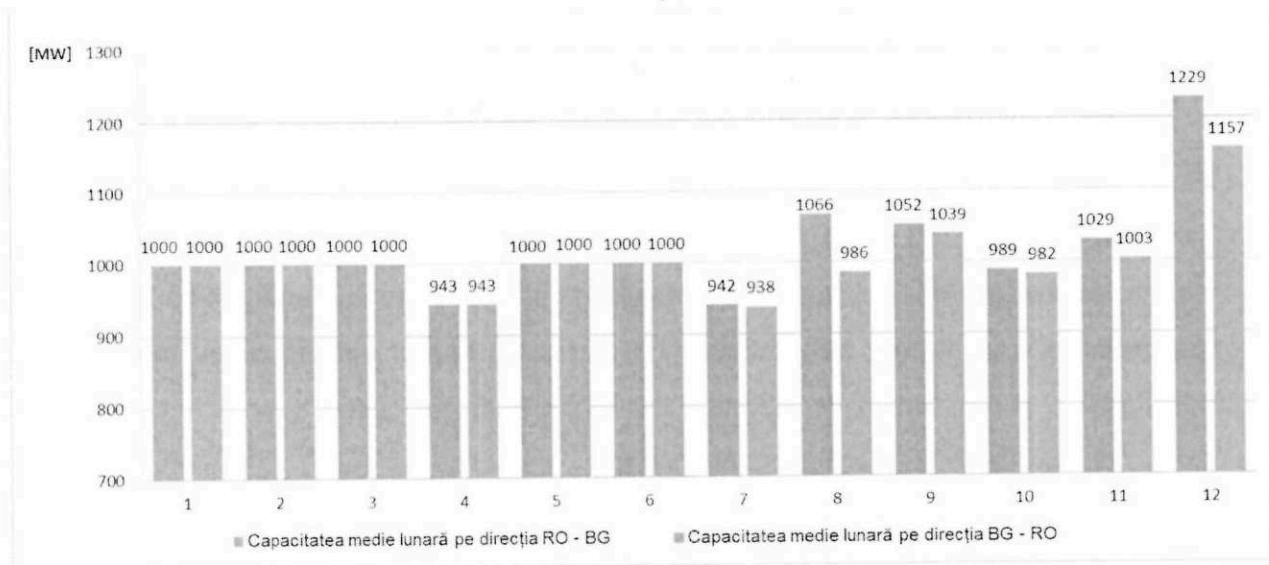


Fig. 2. Valorile NTC medii lunare în anul 2021 pe granița RO – BG

În anul 2021, valorile NTC au fost mai mici decât ținta stabilită prin Planul de acțiuni pentru 10% din MTU analizate pe direcția export RO – BG, respectiv pentru 11,5% din MTU analizate, pentru direcția import BG – RO. În figura 2.1 sunt prezentate procentele de timp în care valorile NTC pe granița RO – BG au îndeplinit ținta stabilită prin Planul de acțiuni.

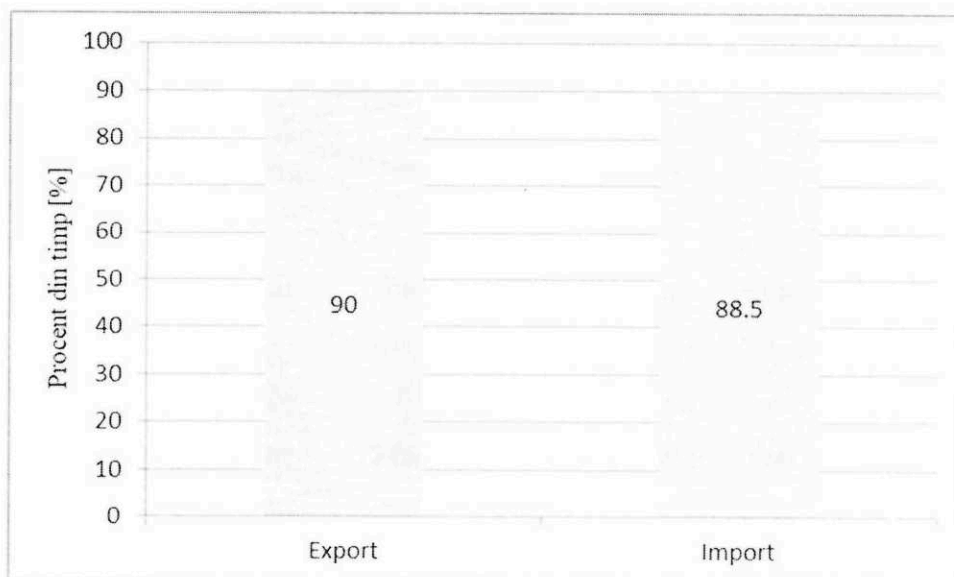


Fig. 2.1. Procentele de timp în care valorile NTC pe granița RO – BG au îndeplinit ținta stabilită prin Planul de acțiuni

În MTU în care au fost înregistrate valori NTC mai mici de 900 MW pe granița RO – BG, cauzele au fost în principal legate de retragerile din exploatare ale liniilor interne, ale liniilor de interconexiune, ale liniilor electrice ale OTS vecini cu impact transfrontalier, și ale unităților de transformare, pentru lucrări de investiții sau mentenanță. Perioadele și cauzele care au condus la reducerea valorilor NTC sunt enumerate mai jos:

- 12.04.2021 – 18.04.2021: retragerea din exploatare a LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud, LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, LEA 400 kV Varna – Burgas;
- 12.07.2021 – 16.08.2021: retragerea din exploatare a LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui circ. 1 și circ. 2;
- 26.08.2021: s-a depășit termenul limită pentru încărcarea în platforma Pieței de Echilibrare a fișierului cu valorile zilnice de NTC transmise de centrul de coordonare din regiunea SEE CCR (SEleNe CC), ceea ce a dus la utilizarea valorilor lunare de NTC la determinarea capacității oferite în toate intervalele orare ale licitației zilnice pentru data de 26.08.2021, pe ambele direcții de import/export ale graniței cu Bulgaria;
- 18.12.2021: producția mare de putere în centralele electrice eoliene (CEE) din zona Secțiunii 6 a SEN și fluxurile de putere din sud-estul Europei către zona Centrală;
- 24.12.2021 – 25.12.2021: consumul redus de energie electrică la nivelul SEN, producția mare de putere în CEE din zona Secțiunii 6 și fluxurile de putere din sud – estul Europei către zona centrală.

3.2 Valorile MACZT calculate conform Recomandării ACER nr. 1/2019

Recomandarea ACER nr. 1/ 09 august 2019 descrie modul unitar de monitorizare a MACZT în raport cu ținta stabilită, pentru toate MTU considerate și aria de coordonare. MACZT se determină

pentru fiecare oră și direcție de import și export, ca sumă între marginea rezultată din calculul coordonat de capacitate (Margin from Coordinated Capacity Calculation – MCCC) și marginea rezultată din calculul necoordonat de capacitate (Margin from Non-Coordinated Capacity Calculation – MNCC) luând în considerare elementul critic de rețea și contingenta (CNEC) care limitează capacitatea transfrontalieră.

Valorile MACZT au fost calculate conform Recomandării ACER, iar CNEC utilizate au fost cele transmise de CNTEE Transelectrica SA la ACER, pe baza rezultatelor din calculul de capacitate obținute în conformitate cu *Metodologia pentru determinarea și armonizarea capacităților nete de interconexiune (NTC)*.

3.2. 1 Rezultatele evaluării MACZT față de ținta de 70% din F_{max}

În figura 3 sunt prezentate rezultatele evaluării MACZT față de ținta de 70% din F_{max} pentru granițele zonei de ofertare cu și fără includerea țărilor non-UE considerând valoarea minimă dintre import și export pe fiecare MTU. În cazul situației în care nu s-au considerat țările non-UE (figura 3a), în anul 2021 MACZT a fost mai mică de 20% din F_{max} pentru 7% din MTU, între 20%÷50% din F_{max} pentru 73% din MTU și între 50% ÷ 70% din F_{max} pentru 20% din MTU. În cazul situației în care se consideră țările non-UE (figura 3b), în anul 2021 MACZT a fost mai mică de 20% pentru 16% din MTU, între 20% ÷ 50% din F_{max} pentru 67% din MTU, între 50% ÷ 70% din F_{max} pentru 16% din MTU și mai mare de 70% din F_{max} pentru 1% din MTU.

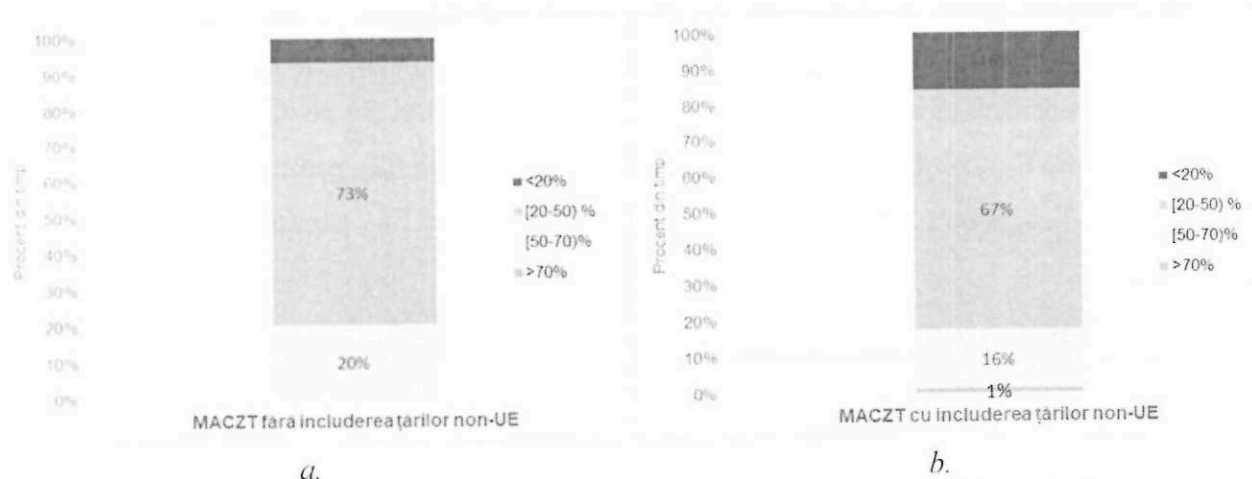


Fig. 3. Rezultatele evaluării MACZT în anul 2021 față de ținta de 70% din F_{max}

Valoarea medie orară a MACZT în anul 2021 a fost de 39,6% din F_{max} fără considerarea țărilor non-UE și de 35,4% din F_{max} cu luarea în considerare a țărilor non-UE. În ambele situații valorile au fost mai mari decât valorile țintă pentru anul 2021.

În figura 4 sunt prezentate rezultatele evaluării MACZT în anul 2021 pe direcția export aferentă ariei de coordonare RO-BG-HU față de ținta de 70% din F_{max} cu și fără includerea țărilor non-UE. În cazul situației în care nu se consideră țările non-UE (figura 4a), în anul 2021 MACZT pe direcția export a fost mai mică de 20% din F_{max} pentru 6% din MTU, între 20% ÷ 50% din F_{max} pentru

36% din MTU, între 50% ÷70% din F_{max} pentru 49% din MTU și mai mare de 70% din F_{max} pentru 9% din MTU. În cazul situației în care se consideră țările non-UE (figura 4b), în anul 2021 MACZT pe direcția export a fost mai mică de 20% din F_{max} pentru 7% din MTU, între 20% ÷ 50% pentru 27% din MTU, între 50% ÷70% din F_{max} pentru 34% din MTU și mai mare de 70% din F_{max} pentru 32% din MTU.

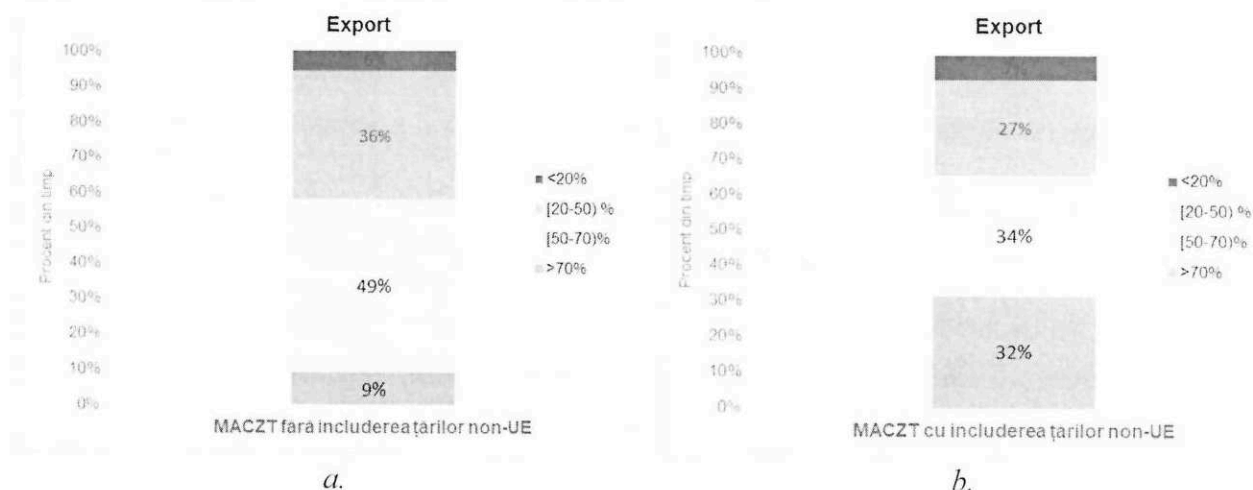


Fig. 4. MACZT pe direcția export în anul 2021

În figura 5 sunt prezentate rezultatele evaluării MACZT în anul 2021 față de ținta de 70% din F_{max} pe direcția import BG- HU-RO cu și fără includerea țărilor non-UE. În cazul situației în care nu se consideră țările non-UE (figura 5a), în anul 2021 MACZT pe direcția import a fost mai mică de 20% din F_{max} pentru 2% din MTU, între 20% ÷50% din F_{max} pentru 64% din MTU, între 50% ÷70% din F_{max} pentru 33% din MTU și mai mare de 70% din F_{max} pentru 1% din MTU. În cazul situației în care se consideră țările non-UE (figura 5b), în anul 2021 MACZT pe direcția import a fost mai mică de 20% din F_{max} pentru 12% din MTU, între 20% ÷ 50% din F_{max} pentru 61% din MTU, între 50% ÷ 70% din F_{max} pentru 21% din MTU și mai mare de 70% din F_{max} pentru 5% din MTU.

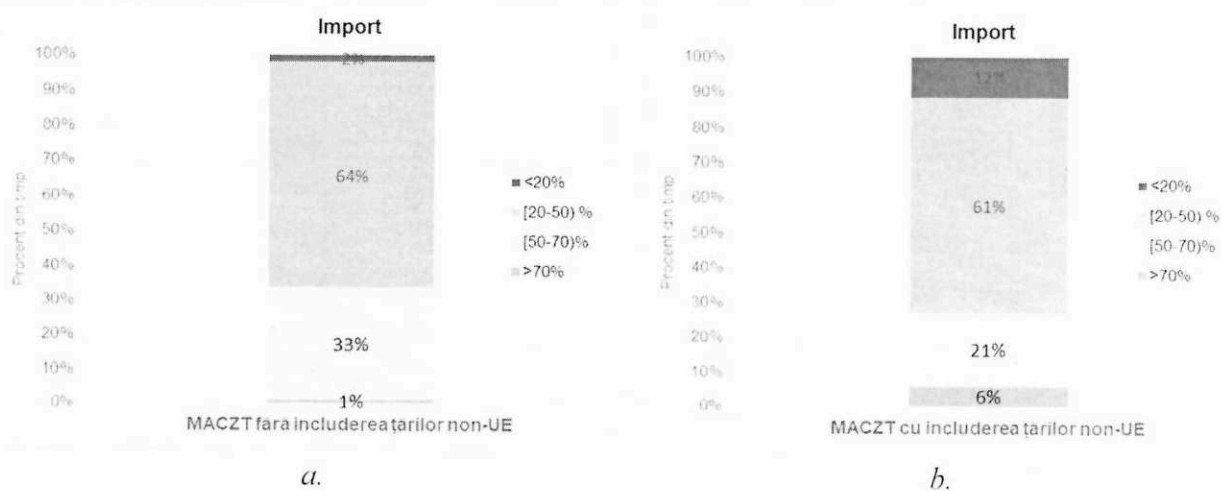


Fig. 5. MACZT pe direcția import în anul 2021

3.2. 2 Rezultatele evaluării MACZT față de ținta de 33% din F_{max} prevăzută în Planul de acțiuni

În figurile 6, 7 și 8 sunt prezentate rezultatele evaluării MACZT pe granițele zonei de ofertare luând ca referință ținta de 33% din F_{max} stabilită pentru anul 2021, valoarea cea mai mare dintre țintele stabilite pentru anul 2021 prin Planul de acțiuni pentru granița RO – HU și granița RO – BG.

În cazul situației în care nu s-au considerat țările non-UE (figura 6a), MACZT a respectat ținta de 33% din F_{max} pentru 74 % din MTU, iar în cazul includerii țărilor non-UE, 58% din F_{max} din MTU (figura 6b) considerând valoarea minimă dintre import și export pe fiecare MTU.



Fig. 6. MACZT în anul 2021 având ca referință ținta de 33% din F_{max}

Pe direcția export MACZT a atins ținta de 33% din F_{max} pentru 85% din MTU în ambele situații, cu și fără includerea țărilor non-UE (figura 7).

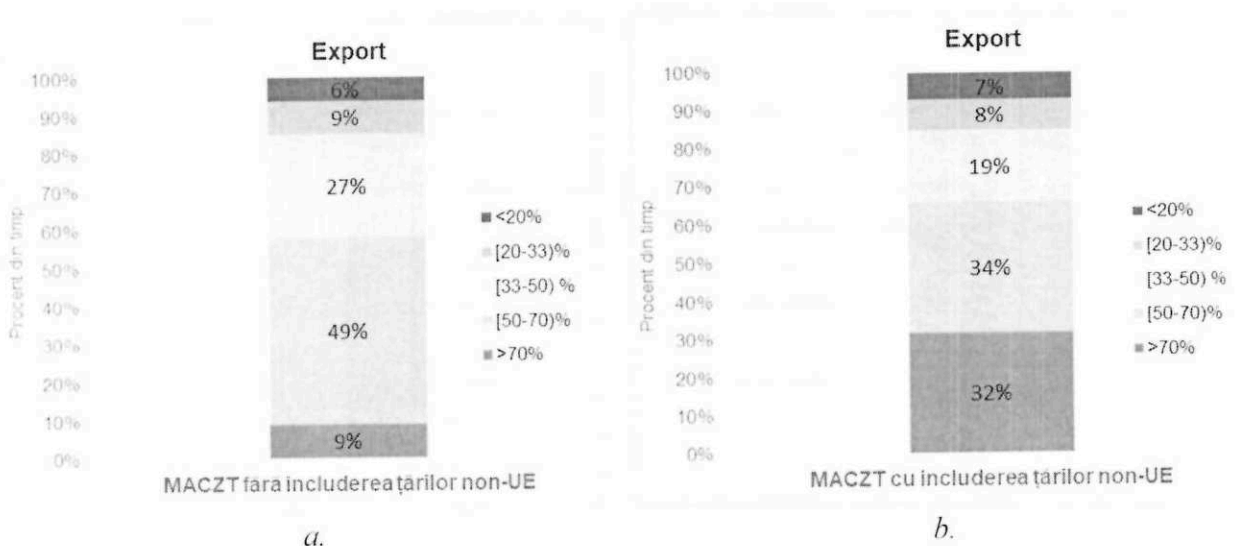


Fig. 7. MACZT pe direcția export în anul 2021 având ca referință ținta de 33% din F_{max}

Pe direcția import MACZT a atins ținta de 33% din F_{max} pentru 84% din MTU (figura 8a) în cazul excluderii țărilor non-UE și 65% din MTU (figura 8b) în cazul includerii țărilor non-UE.

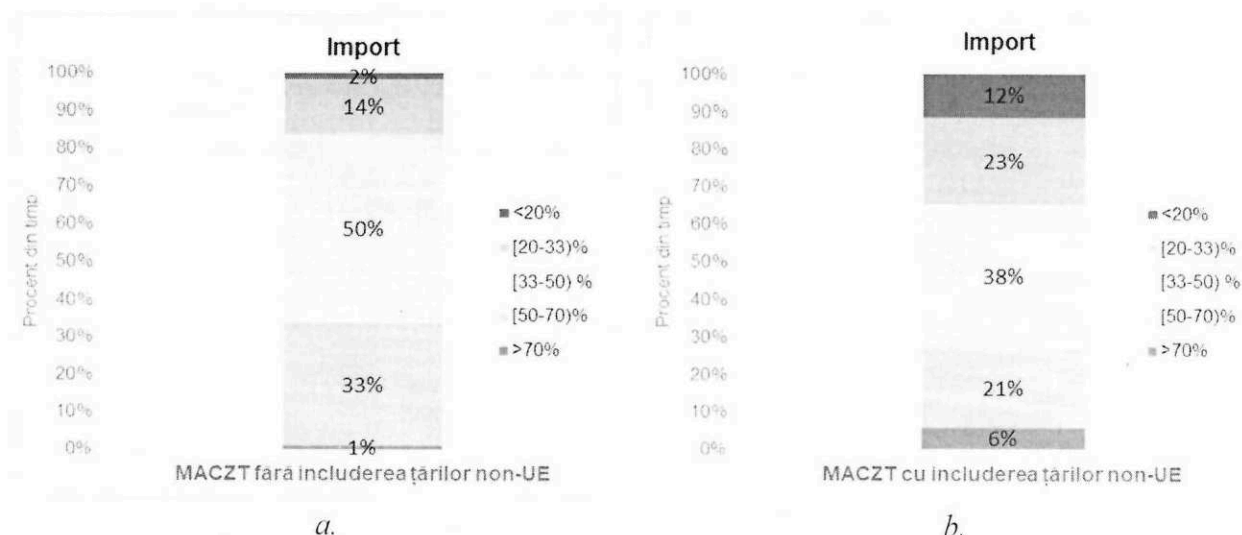


Fig. 8. MACZT pe direcția import în anul 2021 având ca referință ținta de 33% din F_{max}

3.2. 3 Rezultatele evaluării MACZT mediu pe direcțiile de import și export

În figura 9 sunt prezentate valorile medii ale MACZT pe fiecare direcție de import și export. Valoarea maximă MACZT pentru direcția export este 58,8% din F_{max} în situația includerii țărilor non-UE, iar pentru direcția import este de 44,8% din F_{max} în cazul excluderii țărilor non-UE. Pe ambele direcții de import și export, valorile medii MACZT sunt mai mari decât țintele stabilite pentru anul 2021.

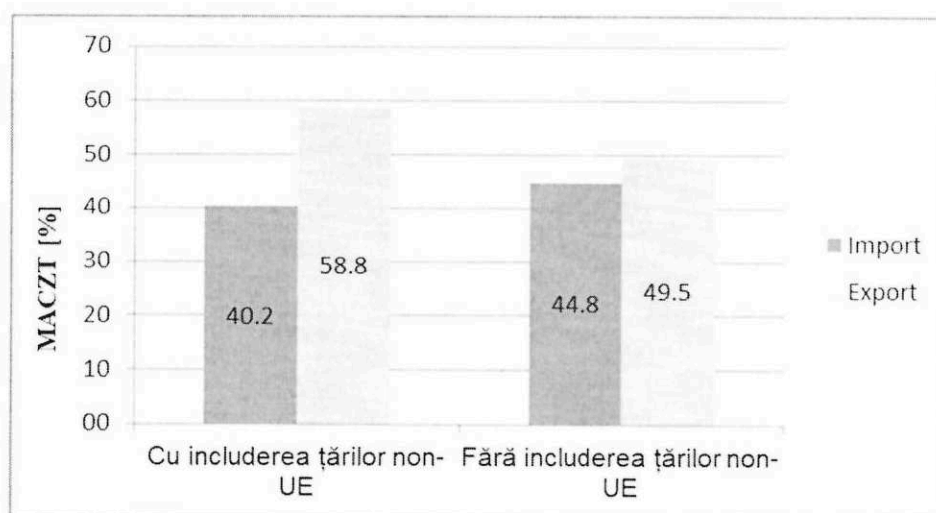


Fig. 9. Valorile medii ale MACZT pe fiecare direcție de import și export

3.2. 4 Rezultatele evaluării MACZT mediu pe MTU în care s-a atins ținta de 70% din F_{max}

În figura 10 sunt prezentate valorile medii ale MACZT din unitățile de timp unde s-a atins ținta de 70% din F_{max} . În situația cu includerea țărilor non-UE, valoarea medie a MACZT pe ambele direcții de import și export a fost de cel puțin 80% din F_{max} , iar în situația fără includerea țărilor non-UE de peste 72% din F_{max} pe ambele direcții de import și export.

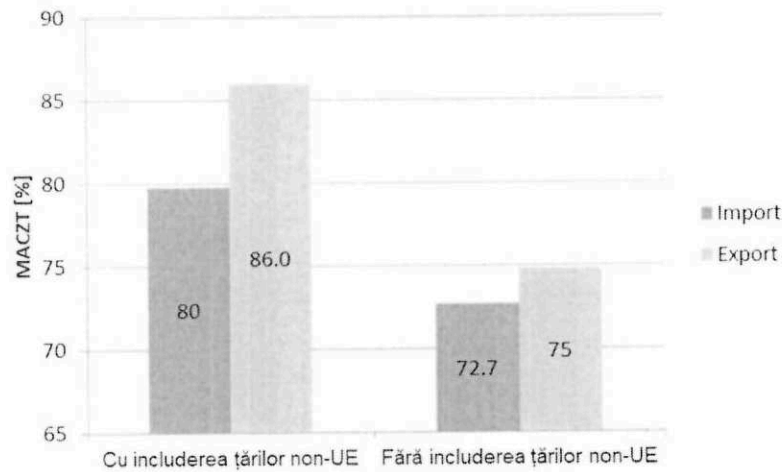


Fig. 10. Valorile medii ale capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier pentru intervalele de MTU unde s-a atins ținta de 70% din F_{max}

În figura 11 sunt prezentate valorile medii ale MACZT din intervalele de timp unde s-a atins ținta de 33% din F_{max} . În situația cu includerea țărilor non-UE, valoarea medie a MACZT a fost de 49,8% din F_{max} pe direcția import și de 65,4% din F_{max} pe direcția export.

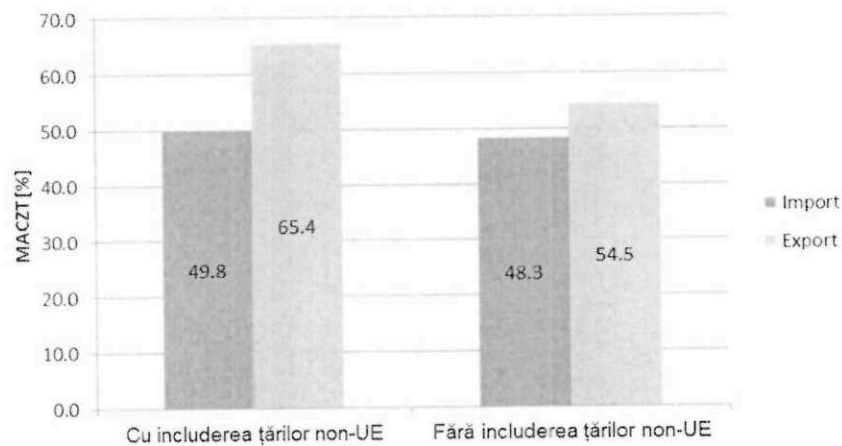


Fig. 11. Valorile medii ale MACZT pentru MTU unde s-a atins ținta de 33% din F_{max}

3.2. 5 Rezultatele evaluării MACZT mediu pe MTU unde nu s-a atins ținta de 70% din F_{max}

În figura 12 sunt prezentate valorile medii ale MACZT pentru MTU unde nu s-a atins ținta de 70% din F_{max} . În situația fără includerea țărilor non-UE, valoarea medie a MACZT a fost de 44,5% din F_{max} pe direcția import și de 47% din F_{max} pe direcția export.

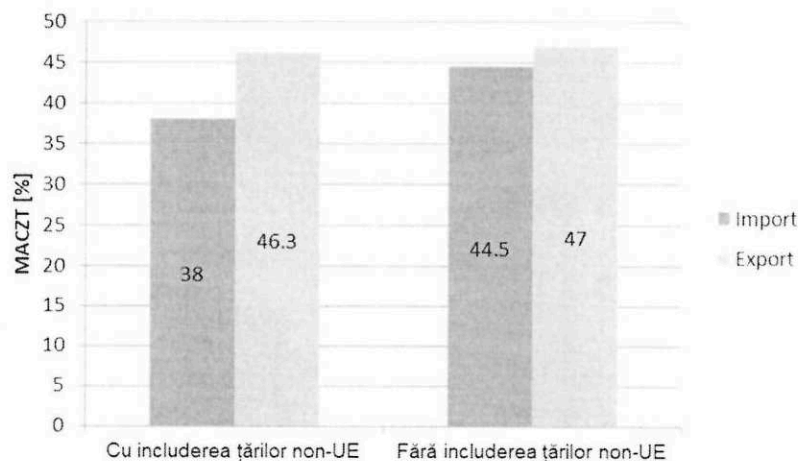


Fig. 12. Valorile medii ale MACZT pentru MTU unde nu s-a atins ținta de 70% din F_{max}

În figura 13 sunt prezentate valorile medii ale MACZT pentru MTU în care nu s-a atins ținta de 33% din F_{max} . În situația fără includerea țărilor non-UE, valoarea medie a MACZT a fost de 27,1% din F_{max} pe direcția import și de 21,4% din F_{max} pe direcția export.

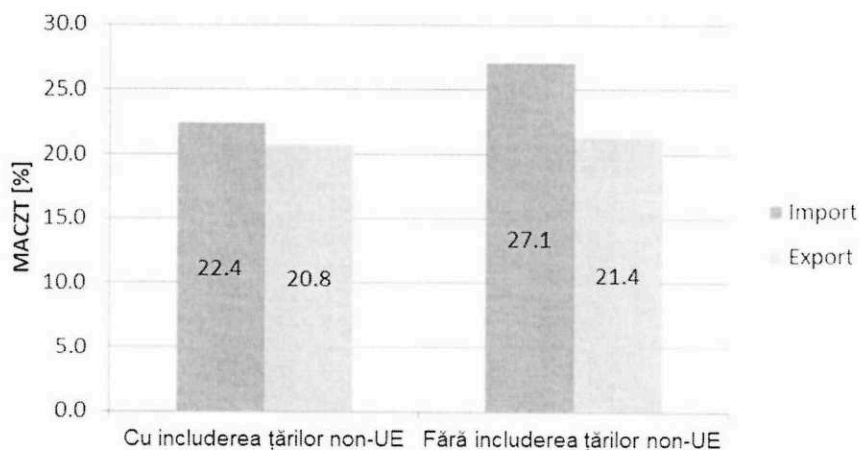


Fig. 13. Valorile medii ale MACZT pentru MTU unde nu s-a atins ținta de 33% din F_{max}

3.2. 6 Valorile medii ale MNCC

Un impact semnificativ asupra MACZT îl are MNCC care poate duce la scăderea MACZT, dacă MNCC are valoare negativă, respectiv la creșterea MACZT, dacă MNCC are valoare pozitivă. În figura 14 sunt prezentate valorile medii ale MNCC din anul 2021 pentru situațiile în care MNCC are valori negative, respectiv când are valori pozitive. Se constată că valoarea medie pentru situația în care MNCC are valori negative este de -145,9 MW în cazul cu includerea țărilor non – UE.

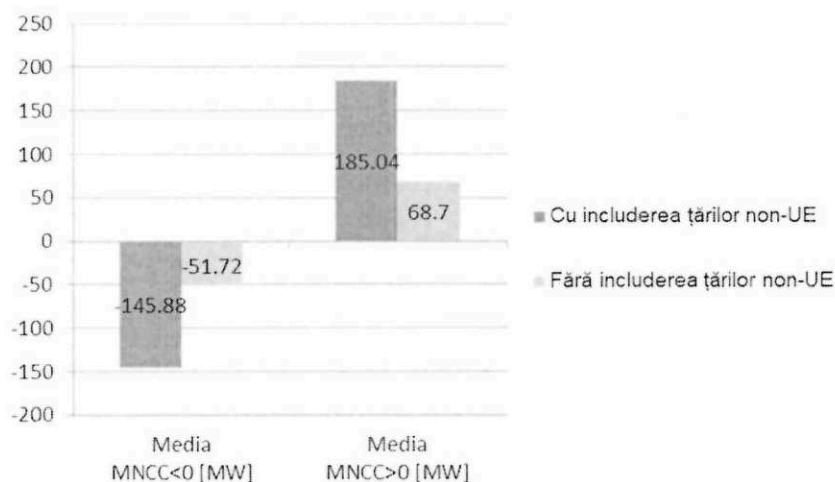


Fig. 14. Valorile medii ale MNCC în anul 2021

4. Concluzii

Evaluarea îndeplinirii țințelor stabilite prin Planul de acțiuni de către CNTEE Transelectrica SA privind capacitățile minime disponibile pentru comerțul transfrontalier în anul 2021 a ținut cont atât de rezultatele prezentate cu privire la valorile NTC aferente fiecărei MTU cât și de valorile MACZT pentru fiecare MTU, precum și de faptul că în anul 2021 procesele relevante la nivelul CCR SEE și CCR Core pentru îndeplinirea țințelor prevăzute de Regulamentul (UE) 2019/943 și Planul de acțiuni nu au fost în totalitate implementate.

La nivelul CCR SEE calculul coordonat de capacitate pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare se realizează începând cu data de 01.07.2021, iar în cadrul CCR Core termenul de operaționalizare a procesului a fost data de 08.06.2022. De asemenea, metodologia de redispecerizare și comercializare în contrapartidă conform art. 35 din Regulamentul (UE) 2015/1222, metodologia de partajare a costurilor de redispecerizare și comercializare în contrapartidă conform art. 74 din Regulamentul (UE) 2015/1222, metodologia de coordonare regională a siguranței în funcționare conform art. 76 din Regulamentul (UE) 2017/1485) au termen de finalizare a primei etape de implementare, anul 2024.

Pe baza rezultatelor prezentate în capitolul 3, CNTEE Transelectrica SA a ajuns la următoarele concluzii:

1. Pentru CCR Core:

- Pentru 85,8% din MTU pe direcția export și pentru 97,4% din MTU pe direcția import, CNTEE Transelectrica SA a oferit valori NTC mai mari sau egale cu valoarea minimă necesară stabilită în Planul de acțiuni;
- Pentru 14,2% din MTU pe direcția export și pentru 2,6% din MTU pe direcția import, CNTEE Transelectrica SA a furnizat valori NTC mai mici decât valoarea minimă necesară stabilită în Planul de acțiuni;

- Reducerile valorilor NTC au fost legate de faptul că pe parcursul anului 2021 au avut loc mai multe retrageri din exploatare planificate în rețeaua de 220 kV și 400 kV pentru lucrări de mentenanță și de realizarea unor investiții care vor face disponibilă o valoare mai mare a capacității pentru comerțul transfrontalier în viitor.
2. Pentru CCR SEE:
 - Pentru 90 % din MTU pe direcția export și pentru 88,5% din MTU pe direcția import, CNTEE Transelectrica SA a oferit valori NTC mai mari sau egale cu valoarea minimă necesară stabilită în Planul de acțiuni;
 - Pentru 10% din MTU pe direcția export și pentru 11,5% din MTU pe direcția import, CNTEE Transelectrica SA a furnizat valori NTC mai mici decât nivelul minim necesar stabilit în Planul de acțiuni;
 - Reducerile valorilor NTC au fost legate de faptul că pe parcursul anului 2021 au avut loc mai multe retrageri din exploatare planificate și neplanificate în rețeaua de 400 kV pentru lucrări de mentenanță și de realizarea unor investiții care vor face disponibilă o valoare mai mare a capacității pentru comerțul transfrontalier în viitor, precum și datorită producției mare de putere în CEE din zona Secțiunii 6 a sistemului electroenergetic și a fluxurilor de putere din sud-estul Europei către zona Centrală.
 3. Pe direcția export pe granițele zonei de ofertare, valorile MACZT au atins ținta de 33% din F_{max} pentru 85% din MTU în ambele situații, cu și fără considerarea țărilor non-UE.
 4. Pe direcția import valorile MACZT au atins ținta de 33% din F_{max} pentru 84% din MTU în cazul excluderii țărilor non-UE și pentru 65% din MTU în cazul includerii țărilor non-UE.
 5. Valoarea medie orară a MACZT în anul 2021 a fost de 39,6% din F_{max} fără considerarea țărilor non-UE și de 35,4% din F_{max} cu luarea în considerare a țărilor non-UE. În ambele situații valorile au fost mai mari decât valorile țintă pentru anul 2021. Defalcat pe direcții de import și export, valorile medii orare ale MACZT au fost de 40,2% din F_{max} pentru import și 58,8% din F_{max} pentru export în situația cu includerea țărilor non-UE, respectiv 44,8% din F_{max} pentru import și 49,5% din F_{max} pentru export în situația fără includerea țărilor non-UE.

Având în vedere concluziile prezentate, se consideră că în anul 2021 au fost îndeplinite țintele stabilite prin Planul de acțiuni aprobat de către Guvernul României în conformitate cu prevederile art. 15 din Regulamentul (UE) 2019/943.