

Prezentarea rezultatelor pentru H1 2025 – 14 august 2025

Rezumat întrebări și răspunsuri

Intrebare	Raspuns
1. Performanța din T3 este în linie cu bugetul pe 2025 și puteți cuantifica abaterea negativă anticipată față de buget?	Managementul nu a comunicat performanța din T3 la acest moment, invocând vizibilitate limitată. Pe baza rezultatelor din S1, se consideră că hidrologia este puțin probabil să recupereze integral pierderea din S1, ceea ce implică o abatere față de bugetul pe 2025. Nu a fost furnizată o cuantificare, urmând ca o imagine mai clară să fie disponibilă odată cu rezultatele din T3 și cu date hidrologice suplimentare.
2. Estimarea de 11,5 TWh a producției nete include impactul golirii lacului Vidraru și care este efectul în anii următori?	Da, estimarea de 11,5 TWh include impactul Vidraru. Procesul de golire/reducere a nivelului este așteptat să se întindă până la finalul anului 2025, cu o parte din volume transferate și în 2026.
3. Care este potențialul de creștere a prețurilor în furnizare după eliminarea schemelor de plafonare și unde ar putea să se stabilizeze prețurile?	Managementul a subliniat că este prematur să fie cuantificat impactul post-plafonare sau nivelul de stabilizare a prețurilor. În prezent, oferta pentru clienții casnici este poziționată ca fiind competitivă și accesibilă (în jur de 450–550 RON/MWh, ocazional mai ridicată). Evoluția va depinde de dinamica producției interne, inclusiv reducerea temporară a capacităților nucleare și creșterea ponderii regenerabilelor, cu impact asupra pieței de echilibrare.
4. Prețurile pentru clienții non-casnici sunt sub nivelul pieței angro, care este nivelul prețului pentru clienții casnici și unde pot ajunge volumele de furnizare față de bugetul de 6 TWh?	Managementul a clarificat că prețurile pentru clienții business nu sunt sub OPCOM, ci peste nivelurile angro, însă detaliile sunt sensibile comercial. Prețul mediu realizat în furnizare este influențat de contractele istorice ale clienților casnici la circa 280 RON/MWh, rezultând o medie ponderată mai scăzută (menționată la aproximativ 431 RON/MWh). Volumele de furnizare sunt așteptate să depășească 6 TWh, însă fără o estimare finală, având în vedere fluxul continuu de noi clienți.
5. Ce pondere a clienților casnici se află încă pe contracte vechi de ~280 RON/MWh și cum va evolua prețul la reînnoirea contractelor?	Aproximativ 30%–40% dintre clienții casnici se află încă pe contracte fixe, pe un an, la aproximativ 280 RON/MWh, până la momentul reînnoirii (managementul a menționat termene până în octombrie 2025). Ofertele curente (în jur de 450 RON/MWh pentru energia activă) se vor aplica

- contractelor reînnoite, urmând ca nivelul final să depindă de condițiile de piață la momentul reînnoirii.
6. **Cu cât a fost producția hidro sub buget în primul semestru?** Managementul a clarificat ulterior că producția a fost cu aproximativ 0,8 TWh sub bugetul din S1.
7. **Care sunt principalele criterii utilizate de Hidroelectrica în evaluarea proiectelor de M&A în regenerabile?** Compania vizează proiecte de dimensiuni medii și mari și urmărește praguri de rentabilitate aliniate angajamentelor asumate anterior (fără a divulga IRR-uri specifice). Un criteriu esențial este conectarea la rețea și gradul de maturitate, cu prioritate pentru proiecte care pot deveni operaționale până la finalul anului 2027. Managementul estimează avansarea către semnarea unei tranzacții până la sfârșitul anului.
8. **De ce sunt prețurile energiei în România mai ridicate decât în Europa de Vest și cum vedeți evoluția acestora față de prețurile forward europene?** Managementul atribuie nivelurile mai ridicate din România factorilor structurali: reducerea capacităților de bază (în special termocentrale) și creșterea importurilor (importurile din S1 depășind întregul an 2024). Atât timp cât România rămâne importator net, nu este așteptată convergența completă către nivelurile din Europa de Vest. Dezvoltarea accelerată a fotovoltaicului poate comprima prețurile în intervalele diurne, însă în restul orelor prețurile pot rămâne mai ridicate.
9. **Modelul de profitabilitate al furnizării mai presupune o primă față de piața angro într-un mediu liberalizat și care este perspectiva pe termen mediu?** Într-o piață complet liberalizată, managementul anticipează că segmentul de furnizare va genera o primă față de prețurile angro. Ca ordin de mărime, a fost menționată o marjă de o cifră-două mică, respectiv aproximativ 8%–10%, într-un context normalizat. Profitabilitatea pe termen scurt este afectată de perioada de tranziție și de contractele istorice la prețuri reduse.
10. **Cât de rapid poate intra pe piață capacitate suplimentară solară pe bază merchant, având în vedere nivelurile atractive ale prețurilor?** Managementul a subliniat că dezvoltarea accelerată a proiectelor fotovoltaice tinde să deprime prețurile în timpul zilei, în timp ce prețurile din afara intervalelor diurne pot rămâne ridicate în lipsa tehnologiilor de stocare sau a altor capacități dispecerizabile. Ritmul și impactul vor depinde de capacitatea noilor tehnologii de a livra energie și în afara orelor de vârf solar.