



Il Consiglio di Amministrazione di Saras S.p.A. approva il Progetto di Bilancio di Esercizio, il Bilancio Consolidato e il Bilancio di Sostenibilità del Gruppo al 31 dicembre 2021

Risultati 2021

- EBITDA *comparable* di Gruppo positivo per 54,1 milioni di Euro (negativo per 20,8 milioni di Euro nel 2020) e RISULTATO Netto *comparable* negativo per 136,0 milioni di Euro (negativo per 197 milioni di Euro nel 2020), a fronte della ripresa registrata nei margini di raffinazione a partire dal secondo semestre, in parte controbilanciati dall'impatto dell'aumento dei costi energetici. e grazie alle misure del piano di efficientamento dei costi adottato dal Gruppo alla fine del 2020
- EBITDA e RISULTATO Netto *reported* di Gruppo positivi rispettivamente per 277,1 milioni di Euro e 9,3 milioni di Euro (negativi rispettivamente per 87,1 e 275,5 milioni di Euro nel 2020) grazie, oltre che agli effetti descritti a livello di risultati *comparable*, alle dinamiche di prezzi crescenti che si sono riflesse positivamente nella valutazione delle scorte inventariali
- Posizione finanziaria netta ante IFRS16 negativa per 453 milioni di Euro (al 31 dicembre 2020 negativa per 505 milioni di Euro), in progressivo miglioramento principalmente grazie all'effetto dell'apprezzamento dei prezzi e dei prodotti sulle dinamiche del capitale circolante del Gruppo.

Evoluzione prevedibile della gestione

L'attuale crisi russo-ucraina ha creato una forte volatilità dei prezzi delle commodities petrolifere ed energetiche, in particolare in Europa. In varie sedi è emersa la necessità di garantirsi la diversificazione delle fonti di approvvigionamento petrolifere ed energetiche.

In tale contesto, è sempre più centrale il ruolo strategico di Saras grazie al suo posizionamento al centro del Mediterraneo nel garantire la sicurezza delle forniture petrolifere nonché la produzione di energia elettrica essenziale al territorio della Sardegna, grazie alla propria continuità operativa.

Nell'attuale contesto di elevata volatilità, tuttavia, che presenta comunque margini di raffinazione estremamente elevati e una sostenuta domanda di prodotti, ogni previsione di breve medio termine potrebbe non risultare attendibile.

Si evidenzia che i fondamentali di mercato precedenti alla crisi proiettavano uno scenario positivo, con margini di raffinazione dei principali prodotti in ulteriore miglioramento nel 2022 rispetto al quarto trimestre 2021, e consolidati a livelli pre-Covid nel periodo 2023-24, grazie a livelli di domanda sostenuta, a un graduale ribilanciamento delle quotazioni del Brent e in parte anche dei costi dell'energia elettrica. Ciò avrebbe consentito di prevedere per il Gruppo Saras un livello di redditività crescente a livelli pre-Covid, con un livello di indebitamento a livelli non superiori a quelli del 2021 nel periodo 2022-2024, e un progressivo rientro dell'indebitamento a partire dal 2024.

Si conferma il piano di efficientamento della struttura dei costi operativi e degli investimenti, che verrà modulato in funzione dell'evoluzione dello scenario.

Prosegue la strategia di ampliamento del Gruppo nel segmento Renewable e i progetti legati alla transizione energetica con:

- +45MW di capacità eolica installata grazie all'acquisizione di due nuovi parchi eolici nel secondo trimestre 2021, con una capacità installata complessiva a fine 2021 pari a 171MW (~300 GWh all'anno, circa 233K/tonnellate di CO2 evitata all'anno)
- +80MW le autorizzazioni ottenute nel primo trimestre del 2022 per sviluppare nuova capacità fotovoltaica, e altre in corso di autorizzazione nel corso del 2022 e del 2023
- 500MW di capacità rinnovabile installata entro la fine del 2025
- l'avanzamento dei progetti nell'ambito della transizione energetica, con particolare focus su idrogeno verde, Carbon Capture and Storage e biofuel
- Approvato il Bilancio di Sostenibilità del Gruppo al 31.12.2021 e l'aggiornamento degli indicatori per misurare i progressi in ambito ambientale, sociale e di governance

Convocata l'Assemblea ordinaria in data 27 aprile 2022 (prima convocazione).

A margine del Consiglio il Presidente, Dott. Massimo Moratti, ha commentato:

"Nel 2021 abbiamo conseguito risultati economico finanziari in deciso miglioramento rispetto al 2020, nonostante la robusta ripresa dei margini di raffinazione si sia registrata solo nel secondo semestre. A contrastare questo costante miglioramento

dello scenario petrolifero è subentrata la tanto inattesa, quanto violenta, impennata dei costi legati all'energia elettrica e alla CO2.

In questo contesto di crescente complessità gestionale, sono proseguite le attività di razionalizzazione dei costi industriali e di contenimento degli investimenti adottate dal Gruppo alla fine del 2020.

I ritmi sostenuti di crescita della domanda petrolifera registrati negli ultimi trimestri ci hanno consentito di elaborare un piano di breve e medio termine basato su fondamentali di mercato molto positivi, che prevedono un ritorno della redditività di Gruppo importante nel 2023, anche grazie al ruolo essenziale che la nostra centrale termoelettrica di Sarroch riveste in Sardegna.

Queste prospettive sono state stravolte dalla crisi ucraina, in primo luogo per l'esplosione dei prezzi del gas, a cui sono legati quelli dell'energia elettrica, con un forte impatto negativo su tutte le filiere industriali energivore come la nostra. In secondo luogo si è venuta a creare una forte turbolenza sui mercati petroliferi sia del grezzo sia dei prodotti perché, sebbene il settore non sia per ora soggetto a sanzioni, vi è sul mercato una diffusa riluttanza da parte di molti Paesi occidentali a far ricorso ad esportazioni russe. Noi stessi per il momento abbiamo scelto, con sacrifici importanti, di non rivolgerci più a tale mercato. Saras in generale, per motivi tecnico-economici, ha sempre usato poco grezzo russo; tuttavia, la contemporanea scomparsa dal mercato di questa qualità di crudi, unita all'embargo di fatto sull'Iran e al recente blocco delle esportazioni dal nord dell'Iraq e, non ultimo, il probabile blocco e rallentamento generale delle esportazioni dal Mar Nero, sta creando una mancanza molto forte di petrolio grezzo ma anche di prodotti finiti.

Contemporaneamente però questa situazione sta aumentando molto la domanda di prodotti petroliferi, con positivi risvolti sul settore della raffinazione, effetti che riteniamo possano rimanere anche dopo la risoluzione, sperabilmente al più presto, della crisi.

È evidente inoltre che, nella sua gravità, l'emergenza che stiamo attraversando torna a evidenziare ancora una volta - dopo le spinte inflazionistiche dei mercati energetici iniziate nella seconda parte dello scorso anno - l'importanza e il ruolo centrale che le fonti e i carburanti tradizionali hanno nel garantire la sostenibilità di un percorso ordinato, razionale ed economicamente sostenibile di transizione energetica verso le fonti rinnovabili, settore in cui siamo fortemente impegnati. A questo proposito, sono lieto di poter annunciare che, dopo le acquisizioni del 2021, procede il nostro piano di ampliamento con il completamento dell'iter autorizzativo per un nuovo parco fotovoltaico da 80MW nel sud della Sardegna. Oltre alle rinnovabili, stiamo procedendo nei progetti dedicati al green hydrogen, nello studio della carbon capture, così come continuiamo a monitorare attentamente le opportunità del mercato per un'immediata espansione della nostra capacità di bioraffinazione.

È con queste prerogative che vogliamo continuare con responsabilità ad essere innovativi, sostenibili e un punto di riferimento tra i fornitori di energia".

Milioni di Euro	2021	2020
RICAVI	8.636	5.342
EBITDA reported	277,1	(87,1)
EBITDA comparable	54,1	(20,8)
EBIT reported	78,5	(341,1)
EBIT comparable	(144,5)	(238,9)
RISULTATO NETTO reported	9,3	(275,5)
RISULTATO NETTO comparable	(136,0)	(197,0)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ANTE IFRS 16	(453)	(505)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA POST IFRS 16	(494)	(545)
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI	77,8	256,0

Milano, 14 marzo 2022: Il Consiglio di Amministrazione di Saras SpA si è riunito oggi e ha approvato il Bilancio Consolidato di Gruppo, il progetto di Bilancio Separato di Saras SpA al 31 dicembre 2021, il Bilancio di Sostenibilità che riporta, tra l'altro, le informazioni di carattere non finanziario e sulla diversità ai sensi del D.lgs. 254/2016 e un set di KPIs ESG.

La relazione finanziaria annuale 2021 è stata messa a disposizione del Collegio Sindacale e della Società di revisione e, insieme agli altri documenti di cui all'art. 154-ter del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico Finanza), sarà messa a disposizione del pubblico presso la sede sociale, e pubblicata sul sito internet della società (www.saras.it) nei termini previsti dalle vigenti disposizioni.

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Dott. Franco Balsamo, dichiara ai sensi del comma 2 articolo 154 bis del Testo Unico della Finanza che l'informativa contabile contenuta nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri ed alle scritture contabili della Società.

In allegato sono riportati i commenti ai risultati del Gruppo e dei singoli segmenti di business, l'Evoluzione prevedibile della Gestione, i prospetti della situazione patrimoniale - finanziaria, del conto economico complessivo, della movimentazione del patrimonio netto e del rendiconto finanziario, sia per il Bilancio Consolidato di Gruppo che per il Bilancio Separato di Saras SpA.

Con riferimento alle stime ed alle previsioni contenute nel presente documento, in particolare relativamente alla Strategia ed Evoluzione Prevedibile della Gestione, si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli indicati in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: l'evoluzione futura dei prezzi dei grezzi e dei prodotti raffinati, le performance operative degli impianti, l'impatto delle regolamentazioni del settore energetico, e in materia ambientale, altri cambiamenti nelle condizioni di business e nell'evoluzione della concorrenza a livello globale.

Il presente comunicato stampa è stato redatto ai sensi del Regolamento di attuazione del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 adottato dalla Consob con delibera n. 11971 del 14 maggio 1999 e s.m.i.. Lo stesso è a disposizione del pubblico sul sito internet della società, nella sezione "Investitori/Comunicati finanziari" ed anche presso il meccanismo di stoccaggio autorizzato per le informazioni regolamentate, denominato "1info" (www.1info.it).

Saras Investor Relations

Ilaria Candotti
Tel + 39 02 7737642
ir@saras.it

Contatti per i media

Comin & Partners

Lelio Alfonso
Tel +39 334 6054090
lelio.alfonso@cominandpartners.com
Tommaso Accomanno
Tel +39 3407701750
tommaso.accomanno@cominandpartners.com

IL GRUPPO SARAS

Il Gruppo Saras, fondato da Angelo Moratti nel 1962 è uno dei principali operatori europei nel settore dell'energia e raffinazione del petrolio. Tramite la Capogruppo Saras SpA e le controllate Saras Trading SA, basata a Ginevra, Saras Energia SAU, basata a Madrid, il Gruppo vende e distribuisce prodotti petroliferi sul mercato nazionale e internazionale. Il Gruppo è inoltre attivo anche nel settore della produzione di energia elettrica attraverso le controllate Sarlux Srl (impianto IGCC) e Sardeolica Srl (parco eolico). Il Gruppo offre poi servizi di ingegneria industriale e di ricerca per il settore petrolifero, dell'energia e dell'ambiente attraverso la controllata Sartec Srl. Il Gruppo Saras conta circa 1.572 dipendenti e presenta ricavi pari a circa 8,6 miliardi di Euro al 31 dicembre 2021 (circa 5,3 miliardi di Euro al 31 dicembre 2020).

ALLEGATO

GAAP e Non-GAAP measure

Indicatori alternativi di performance

Al fine di dare una rappresentazione della performance operativa del Gruppo che meglio rifletta le dinamiche più recenti del mercato, in linea con la prassi consolidata del settore petrolifero, i risultati a livello operativo e a livello di Risultato Netto comparabile, misure non contabili elaborate nella presente relazione sulla gestione, sono esposti valutando gli inventari sulla base della metodologia FIFO però, escludendo utili e perdite non realizzate su inventari derivanti dalle variazioni di scenario calcolate attraverso la valutazione delle rimanenze iniziali (comprehensive dei derivati ad esse associati) agli stessi valori unitari delle rimanenze finali (con quantità crescenti nel periodo), e delle rimanenze finali agli stessi valori unitari delle rimanenze iniziali (con quantità decrescenti nel periodo). Sono escluse, sia a livello operativo che di Risultato Netto comparabile, le poste non ricorrenti per natura, rilevanza e frequenza.

I risultati così ottenuti, denominati "comparable", sono indicatori non definiti nei principi contabili internazionali (IAS/IFRS) e non sono soggetti a revisione contabile. L'informativa finanziaria NON-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo i principi contabili internazionali (IAS/IFRS).

Principali dati operativi e finanziari di Gruppo

Milioni di Euro	FY 2021	FY 2020	Var %	Q4/21	Q4/20	Var %
RICAVI	8.636	5.342	62%	2.797	1.382	102%
EBITDA reported	277,1	(87,1)	n.s.	163,6	(9,0)	n.s.
EBITDA comparable	54,1	(20,8)	n.s.	43,5	(31,1)	n.s.
EBIT reported	78,5	(341,1)	n.s.	111,5	(106,3)	n.s.
EBIT comparable	(144,5)	(238,9)	40%	(8,6)	(92,5)	91%
RISULTATO NETTO reported	9,3	(275,5)	n.s.	44,2	(101,5)	n.s.
RISULTATO NETTO comparable	(136,0)	(197,0)	31%	(26,3)	(86,0)	69%

Milioni di Euro	FY 2021	FY 2020
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ANTE IFRS 16	(453)	(505)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA POST IFRS 16	(494)	(545)
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI	78	256

COMMENTI AI RISULTATI DI GRUPPO PER L'ESERCIZIO 2021

Nel 2021 il Gruppo Saras ha conseguito risultati economico finanziari in miglioramento rispetto al 2020, nonostante lo scenario abbia risentito dei perduranti effetti della crisi pandemica da covid-19. Una ripresa più sostanziale dei margini di raffinazione - in particolare di quelli del gasolio – si è infatti verificata solo a partire dal secondo semestre.

In particolare, a partire dal mese di settembre, i margini di raffinazione del diesel, che hanno risentito più di quelli della benzina del rallentamento dell'economia seguito al covid, hanno mostrato in Europa una ripresa significativa, registrando nell'ultimo trimestre una media di 11,1\$/bl, un livello a doppia cifra che non si registrava da inizio 2020. Questi valori pur in aumento, non hanno tuttavia raggiunto i livelli pre-covid di ca. 14\$/bl. Nel 2021, grazie alle campagne di vaccinazione il traffico aereo europeo ha registrato una ripresa considerevole, ma non completa, arrivando a livelli pari al 64% di quelli pre-covid nel mese di gennaio, per aumentare al 70% durante l'estate, e al 78% nel mese di dicembre¹. Nel secondo semestre, tuttavia, l'accelerazione dei consumi per la ripresa post-pandemica ha fatto registrare nella seconda metà dell'anno un'impennata dei costi delle materie prime e delle commodities energetiche senza precedenti, portando i prezzi del gas, dell'energia elettrica e della CO2 a livelli record e controbilanciando in larga parte i benefici derivati dal miglioramento dei margini.

In questo scenario, il Gruppo ha proseguito nel 2021 nell'applicazione del piano di efficientamento dei costi e di riduzione degli investimenti adottato nel 2020 con lo scopo di ridurre al minimo gli impatti della crisi pandemica da Covid-19. In particolare, sul fronte dei costi operativi, nel corso del 2021 la Società ha internalizzato, attraverso la propria controllata Sartec, le attività di ingegneria e ha proseguito il piano di contenimento del costo del lavoro, attraverso il ricorso alla cassa integrazione, adottata in misura parziale per tutti i dipendenti del gruppo, e prolungata nella seconda metà dell'anno in forma ridotta, e all'attuazione di un piano di risoluzione volontaria incentivata del rapporto di lavoro.

Inoltre, l'operatività della raffineria è stata modulata nei mesi in funzione dell'economicità nella lavorazione dei principali prodotti raffinati: in particolare, è stata massimizzata la produzione di benzina per la sua maggiore redditività rispetto al diesel, soprattutto nella prima parte dell'anno e, contemporaneamente, pur rappresentando una componente secondaria della resa, è stata aumentata la produzione di VLSFO, l'olio combustibile a bassissimo tenore di zolfo, che ha mostrato una marginalità crescente nel corso dell'anno grazie a un traffico marittimo in ripresa.

Per quanto concerne le attività di generazione di energia elettrica, in data 21 aprile 2021 a seguito della delibera 598/2020/R/eel del 29 dicembre 2020 che ha incluso la centrale elettrica a ciclo combinato di Sarlux Srl IGCC tra gli impianti essenziali alla sicurezza del sistema elettrico per l'anno 2021, e a seguito della Deliberazione ARERA n. 152/2021/R/EEL del 13 aprile 2021 che ne ha definito le condizioni economiche di operatività per il 2021, si è finalizzato il passaggio dalla convenzione CIP6/92 al regime di essenzialità adottando i nuovi parametri tecnico economici da considerare per il suo esercizio.

Contemporaneamente, la Società ha proseguito l'attuazione del piano di espansione del segmento Renewable secondo quanto enunciato nel Piano con l'acquisizione nel secondo semestre di ulteriori 45MW di capacità installata eolica, riferibili all'acquisizione dei parchi eolici di Energia Verde srl ed Energia Alternativa srl. la cui operatività, al netto di alcune attività di manutenzione, è iniziata immediatamente.

Nel 2021 i ricavi del Gruppo sono stati pari a 8.636 milioni di Euro rispetto ai 5.342 milioni di Euro realizzati nello scorso esercizio. La variazione è da ricondursi principalmente al significativo apprezzamento dei principali prodotti petroliferi rispetto al medesimo periodo dello scorso anno, che ricordiamo era stato caratterizzato dalla forte riduzione delle quotazioni per effetto degli impatti della pandemia; nello specifico il prezzo medio della benzina nel 2021 è stato pari a 671 \$/ton (vs 382 \$/ton nel 2020), mentre quello del diesel è stato di 579 \$/ton (vs 362 \$/ton nel 2020). Ulteriori fattori che hanno contribuito positivamente all'incremento dei ricavi sono stati le vendite di energia elettrica dovute al significativo incremento del prezzo unico nazionale che mediamente nel 2021 è stato pari a 125 €/MWh (vs 39 €/MWh nel 2020) e le maggiori lavorazioni e vendite di prodotti petroliferi; si ricorda infatti che nel 2020, le produzioni avevano risentito degli impatti della manutenzione pluriennale dell'impianto FCC e delle avverse condizioni di scenario, riconducibili alla diffusione della pandemia sopra citata.

L'EBITDA reported di Gruppo nel 2021 è stato pari a 277,1 milioni di Euro, in incremento rispetto ai -87,1 milioni di Euro dell'esercizio 2020. La variazione positiva è da ricondursi in primo luogo ai differenti impatti delle dinamiche di prezzo delle commodity sulle rimanenze inventariali oil. Nel 2021 la variazione delle rimanenze inventariali (al netto dei relativi derivati di copertura) ha beneficiato di un apprezzamento di 226,5 milioni di Euro rispetto ad una perdita di 32,2 milioni di Euro nel medesimo periodo del 2020. Inoltre, per la quota restante del miglioramento dell'EBITDA, si segnala nel complesso un miglioramento degli impatti dello scenario petrolifero sulla generazione del margine ed un impatto negativo per l'incremento dei prezzi relativi all'energia elettrica e alla CO2 che, a partire dal secondo semestre, hanno incrementato i costi variabili (solo in parte compensati dai rimborsi per essenzialità). Per gli altri commenti di natura gestionale si rimanda a quanto riportato nella sezione "Analisi dei Segmenti"

Il Risultato Netto reported di Gruppo è stato pari a 9,3 milioni di Euro, rispetto ai -275,5 milioni di Euro conseguiti nell'esercizio 2020. In aggiunta a quanto evidenziato a livello di EBITDA si evidenzia la riduzione degli ammortamenti nel 2021 rispetto

¹ Dati EUROCONTROL (European Organization for the Safety of Air Navigation)

all'esercizio precedente, che è legato da un lato alla riduzione del valore delle immobilizzazioni materiali contabilizzato al 31 dicembre 2021 per effetto dell'Impairment test ai sensi dello IAS 36, dall'altro alla riduzione delle immobilizzazioni immateriali per la cessazione del contratto CIP6; inoltre si evidenzia nel 2021 un incremento dei proventi e oneri finanziari netti per gli effetti delle coperture sul cambio

L'EBITDA comparabile di Gruppo nel 2021 si è attestato a 54,1 milioni di Euro, in incremento rispetto ai -20,8 milioni di Euro conseguiti nel 2020. Tale risultato, rispetto all'EBITDA reported non include il sopracitato effetto positivo dello scenario sulle differenze inventariali (al netto dei relativi derivati di copertura) tra inizio e fine periodo, include gli impatti dei derivati su cambi (riclassificati nella gestione caratteristica) ed esclude le poste non ricorrenti principalmente relative alla CO2 di competenza dell'esercizio precedente ed alla svalutazione di crediti commerciali, ma include il beneficio del rilascio a conto economico del valore residuo del fondo per incentivi all'esodo. Il risultato superiore rispetto a quello registrato nel 2020 si compone di uno scostamento positivo sia nel segmento "Renewables" che nel segmento "Industrial & Marketing" che verranno meglio descritti nella sezione "Analisi dei segmenti".

Il Risultato Netto comparabile di Gruppo nel 2021 è stato pari a -136,0 milioni di Euro, rispetto ai -197,0 milioni di Euro nel medesimo periodo dell'esercizio precedente.

Gli investimenti nel 2021 sono stati pari a 77,8 milioni di Euro significativamente inferiori rispetto ai livelli del 2020. Gli investimenti relativi al segmento Industrial & Marketing sono stati pari a 69,4 milioni di Euro in riduzione rispetto all'anno precedente sia per effetto delle iniziative di contenimento degli investimenti, poste in essere per la mitigazione degli impatti della pandemia Covid-19, sia per le minori attività di fermata programmate previste nei due periodi. Gli investimenti relativi al segmento Renewables sono stati pari a 8,4 milioni di Euro e prevalentemente legati al completamento delle attività di reblading.

Nelle tabelle successive vengono presentati i dettagli sul calcolo di EBITDA e Risultato Netto *comparable* per gli esercizi 2021 e 2020.

DETTAGLI SUL CALCOLO DELL'EBITDA COMPARABLE

<i>Milioni di Euro</i>	2021	2020
EBITDA reported	277,1	(87,1)
Utili / (perdite) su inventari e su derivati di copertura degli inventari	(226,5)	32,2
<i>Derivati su cambi</i>	(15,8)	5,3
Poste non ricorrenti	19,3	28,8
EBITDA comparabile	54,1	(20,8)

DETTAGLI SUL CALCOLO DEL RISULTATO NETTO COMPARABLE

<i>Milioni di Euro</i>	2021	2020
RISULTATO NETTO reported	9,3	(275,5)
Utili e (perdite) su inventari e su derivati di copertura degli inventari al netto delle imposte	(163,3)	23,4
<i>Poste non ricorrenti al netto delle imposte</i>	18,0	55,2
RISULTATO NETTO Comparable	(136,0)	(197,0)

COMMENTI AI RISULTATI DI GRUPPO DEL QUARTO TRIMESTRE 2021

Nel quarto trimestre dell'esercizio 2021 i ricavi del Gruppo sono stati pari a 2.797 milioni di Euro rispetto ai 1.382 milioni di Euro realizzati nel quarto trimestre dello scorso esercizio. La significativa variazione è da ricondursi alle medesime dinamiche evidenziate nel commento ai risultati dell'anno. Pertanto, facendo riferimento alle quotazioni dei principali prodotti si osserva che il prezzo medio della benzina nel quarto trimestre del 2021 è stato pari a 751 \$/ton (vs 397 \$/ton nel 2020), mentre quello del diesel è stato di 678 \$/ton (vs 365 \$/ton nel 2020). Ulteriori fattori che hanno contribuito positivamente all'incremento dei ricavi sono stati le vendite di energia elettrica dovute al significativo incremento del prezzo unico nazionale che nel quarto trimestre 2021 è stato pari a 242 €/MWh (vs 49 €/MWh nel 2020) e le maggiori lavorazioni e vendite di prodotti petroliferi, prevalentemente per migliorate condizioni di scenario.

L'EBITDA reported di Gruppo nel quarto trimestre del 2021 è stato positivo per 163,6 milioni di Euro, in incremento rispetto ai -9,0 milioni di Euro del quarto trimestre dell'esercizio 2020. Tale variazione è da ricondursi prevalentemente ai differenti impatti delle dinamiche di prezzo delle commodity sulle rimanenze inventariali oil. Nel quarto trimestre del 2021 la variazione delle rimanenze inventariali (al netto dei relativi derivati di copertura) ha beneficiato di un apprezzamento di 120,7 milioni di Euro rispetto ad un apprezzamento di 51,5 milioni di Euro nel medesimo periodo del 2020 (caratterizzato da un più contenuto incremento delle quotazioni oil). Inoltre, per la quota restante del miglioramento dell'EBITDA, si segnala un impatto positivo dello scenario petrolifero sulla generazione di margine e un impatto negativo sui costi variabili per l'incremento dei prezzi dell'energia elettrica e della CO2 (solo in parte compensati dai rimborsi per l'essenzialità). Per gli altri commenti di natura gestionale si rimanda a quanto riportato nella sezione "Analisi dei Segmenti"

Il Risultato Netto reported di Gruppo è positivo per 44,2 milioni di Euro, rispetto ai -101,5 milioni di Euro conseguiti nel quarto trimestre 2020 prevalentemente per le medesime dinamiche evidenziate a livello di EBITDA oltre ad un effetto positivo legato alla riduzione degli ammortamenti e all'incremento dei crediti fiscali in parte compensato dal contributo negativo per gli incrementi degli oneri finanziari.

L'EBITDA comparable di Gruppo si è attestato a 43,5 milioni di Euro nel quarto trimestre dell'esercizio 2021, rispetto ai -31,1 milioni di Euro conseguiti nel quarto trimestre 2020. Tale risultato, rispetto all'EBITDA reported non include l'effetto positivo dello scenario sulle differenze inventariali tra inizio e fine periodo, include gli impatti dei derivati su cambi (riclassificati nella gestione caratteristica) ed esclude alcune poste non ricorrenti, ma include il beneficio del rilascio a conto economico del valore residuo del fondo per incentivi all'esodo. Nel quarto trimestre lo scostamento rispetto al medesimo periodo del 2020 è ascrivibile al miglioramento di entrambi i segmenti, per maggiori dettagli si rimanda alla sezione "Analisi dei segmenti".

Il Risultato Netto comparable di Gruppo nel quarto trimestre del 2021 è stato pari a -26,3 milioni di Euro rispetto ai -86,0 milioni di Euro nel medesimo periodo dell'esercizio precedente. In aggiunta a quanto evidenziato a livello di EBITDA comparable si segnala che tale risultato rispetto al Risultato Netto reported non include l'effetto derivante da rettifiche di dichiarazioni d'imposte relative al periodo 2018-2020.

Gli investimenti nel quarto trimestre del 2021 sono stati pari a 29,6 milioni di Euro inferiori rispetto ai livelli del quarto trimestre del 2020 (pari a 32,2 milioni di Euro).

Nelle tabelle successive vengono presentati i dettagli sul calcolo dell'EBITDA *comparable* e del Risultato Netto *comparable* per gli esercizi 2021 e 2020, e per il quarto trimestre degli esercizi 2021 e 2020.

EBITDA *comparable*

Milioni di Euro	FY 2021	FY 2020	Q4/21	Q4/20
EBITDA reported	277,1	(87,1)	163,6	(9,0)
Utili / (perdite) su inventari e su derivati di copertura degli inventari	(226,5)	32,2	(120,7)	(51,4)
Derivati su cambi	(15,8)	5,3	(12,5)	4,2
Poste non ricorrenti	19,3	28,8	13,1	25,1
EBITDA comparable	54,1	(20,8)	43,5	(31,1)

Risultato Netto *comparable*

Milioni di Euro	FY 2021	FY 2020	Q4/21	Q4/20
RISULTATO NETTO reported	9,3	(275,5)	44,2	(101,5)
Utili e (perdite) su inventari e su derivati di copertura degli inventari al netto delle imposte	(163,3)	23,4	(87,1)	(37,0)
Poste non ricorrenti al netto delle imposte	18,0	55,2	16,6	52,6
RISULTATO NETTO Comparable	(136,0)	(197,0)	(26,3)	(86,0)

Posizione Finanziaria Netta

La Posizione Finanziaria Netta al 31 dicembre 2021, ante effetto dell'applicazione dell'IFRS16, è risultata negativa per 453 milioni di Euro, rispetto alla posizione negativa per 505 milioni di Euro riportata al 31 dicembre 2020. La Posizione Finanziaria Netta, comprensiva dell'effetto dell'IFRS16 (negativo per 41 milioni di Euro) è risultata negativa per 495 milioni di Euro.

Nel 2021 la gestione operativa, se si escludono le positive dinamiche di prezzo sugli inventari, non ha compensato gli esborsi legati al finanziamento degli investimenti e degli oneri finanziari. Per quanto riguarda il capitale circolante, si segnala che l'andamento delle quotazioni delle materie prime ha generato un incremento dei debiti commerciali che più che compensa gli incrementi legati alle variazioni inventariali e l'incremento dei crediti commerciali anch'essi indotti dall'andamento delle quotazioni dei prodotti finiti. Si ricorda che all'interno dei crediti commerciali figurano anche quelli relativi ai rimborsi dell'essenzialità.

Si evidenzia in questa sede che le ulteriori linee di credito accordate e non utilizzate dal Gruppo al 31 dicembre 2021 sono principalmente a breve termine e pari a circa 500 milioni di euro. Per quanto riguarda i finanziamenti bancari a medio e lungo termine, pari a circa 258 milioni di euro prevalentemente riferibili alla linea di credito SACE, pur essendo contrattualmente a medio termine, sono stati classificati fra i finanziamenti a breve termine. Ciò in applicazione al principio contabile IAS1, che prevede tale fattispecie laddove si verificano potenziali violazioni di impegni che possano pregiudicare la stabilità del finanziamento fino alla sua naturale scadenza. Per maggiori dettagli di rimanda alla Nota Integrativa.

Per maggiori dettagli si rimanda alla Nota Integrativa alla sezione 5.3.1 Passività finanziarie a breve termine e 5.4.1 Passività finanziarie a lungo termine.

Milioni di Euro	2021	2020
Finanziamenti bancari a medio e lungo termine	(6)	(399)
Prestiti obbligazionari a medio e lungo termine	0	(199)
Altre passività finanziarie a medio e lungo termine	(5)	(13)
Altre attività finanziarie a medio e lungo termine	4	6
Posizione finanziaria netta a medio e lungo termine	(7)	(606)
Finanziamenti bancari correnti	(375)	(19)
Prestiti obbligazionari correnti	(200)	-
Quota a breve dei finanziamenti bancari a MLT	0	0
Debiti verso banche per c/c passivi	(163)	(456)
Altre passività finanziarie a breve termine	(114)	(39)
Fair value derivati e differenziali netti realizzati	(9)	(6)
Altre attività finanziarie	58	62
Disponibilità liquide ed equivalenti	367	559
Posizione finanziaria netta a breve termine	(436)	101
Totale Posizione Finanziaria Netta ante lease liability ex IFRS 16	(453)	(505)
Debiti finanziari per beni in leasing ex IFRS 16	(41)	(40)
Totale Posizione Finanziaria Netta post lease liability ex IFRS 16	(495)	(545)

Mercato e Margini di riferimento

Mercato petrolifero e margini di raffinazione

Le più recenti stime contenute nel World Economic Outlook del Fondo Monetario Internazionale (FMI) hanno confermato che nel 2021 il PIL mondiale è cresciuto del 5,9%, grazie alle campagne vaccinali anti-Covid e alle forti politiche di sostegno all'economia adoperate da molti Paesi. In particolare, l'Europa con una crescita del 5,2% a fine anno è tornata pienamente ai livelli pre crisi, mentre la crescita registrata in Italia, che è stata pari al 6,2%, ha riportato il PIL a 0,5 punti percentuali sotto al picco registrato nell'ultimo trimestre del 2019.

La domanda petrolifera globale ha raggiunto nell'ultimo trimestre del 2021 una media di 100,2 mb/giorno, un livello in linea con quello del 2019. Inoltre, la carenza di forniture di gas naturale, GNL e carbone provocata dalla forte ripresa della domanda energetica, ha aumentato la richiesta di olio combustibile, greggio e distillati medi come alternativa nei processi di generazione elettrica, in particolare in Europa, dove i consumi aggiuntivi hanno toccato fino a circa 250÷300 kb/g nel quarto trimestre del 2021 rispetto a un normale andamento stagionale.

Tuttavia, guardando all'industria della raffinazione globale, il mercato è stato ancora debole nella prima metà dell'anno, e una ripresa si è registrata solo a partire dal periodo estivo, con margini e lavorazioni in netto recupero. Le lavorazioni di raffineria, che nel 2020 avevano registrato a livello globale un calo di 7,2 mb/giorno, sono aumentate nel 2021 di circa 3 mb/giorno, con una media di 77,8 mb/giorno nell'anno, che ha toccato i 79,9 mb/g nel quarto trimestre del 2021. Oltre alla domanda crescente, a influenzare la performance dei margini di raffinazione si è aggiunta la riduzione della capacità di raffinazione globale che, nel corso del 2021, è diminuita per la prima volta in 30 anni, di oltre 0,7 mb/g, con quasi 1,6 mb/g di capacità chiusa definitivamente o convertita in bioraffinerie nel corso dell'anno, a fronte di 0,85 mb/g di nuova capacità entrata in funzione. Tuttavia, l'impennata dei costi energetici osservata a livello globale, ma in particolare nella seconda metà dell'anno in Europa, ha largamente controbilanciato i benefici derivati dal miglioramento dello scenario petrolifero.

Di seguito, una breve analisi sull'andamento delle quotazioni del grezzo, sui crack spreads dei principali prodotti raffinati, e sul margine di raffinazione di riferimento (EMC Benchmark) con riferimento al mercato Europeo, che costituisce il contesto principale in cui opera il segmento Raffinazione del Gruppo Saras.

Valori medi anno ¹	2021	2020	2019
Greggio (\$/bl)			
prezzo Brent Datato (FOB Med)	70,9	41,8	64,2
prezzo Ural (CIF Med)	69,8	42,1	63,8
Differenziale "heavy-light"	-1,1	+0,2	-0,4
Prodotti raffinati (\$/ton)			
prezzo ULSD	579,4	362,1	585,6
prezzo Benzina 10ppm	670,7	381,8	594,6
prezzo HSFO	375,3	214,5	324,0
Crack spreads (\$/bl)			
crack spread ULSD	6,8	6,7	14,3
crack spread Benzina	9,5	3,9	7,0
crack spread HSFO	-11,3	-7,8	-12,8
Altri indicatori di redditività			
Margine EMC Benchmark (\$/bl)	-0,2	-0,5	+1,1
Cambio USD/EUR	1,183	1,141	1,195

(1) Fonte "Platts" per prezzi e *crack spreads*, ed "EMC-Energy Market Consultants" per quanto riguarda il margine di riferimento EMC Benchmark.

Quotazioni del Grezzo

Nel 2021 le **quotazioni del Brent dtd** hanno registrato un rialzo di oltre il 50%, passando da una quotazione di 50\$/bl a inizio anno a circa 78\$/bl a fine anno, e una quotazione media nei dodici mesi pari a 70,9\$/bl (41,8\$/bl nel 2020).

Nel solo primo trimestre, le quotazioni sono passate da 50\$/bl a oltre 69\$/bl a metà marzo, sostenute, oltre che dall'ottimismo innescato dalle campagne vaccinali, anche dalla disciplina produttiva dei paesi dell'Opec+ Russia che hanno mantenuto nei primi mesi dell'anno i medesimi livelli di quote produttive stabilite nel 2020.

Tra fine marzo e inizio aprile, il rialzo nella curva di contagi e un rallentamento nella fornitura di vaccini nei paesi della UE hanno portato a nuove restrizioni, e le quotazioni hanno subito una momentanea flessione a 62-63\$/bl. Nel primo trimestre le quotazioni del Brent hanno registrato quindi una media di 61,1\$/bl,

Tra maggio e giugno, l'incremento delle vaccinazioni e al rilassamento delle misure restrittive, hanno portato ad un aumento della domanda petrolifera globale di oltre 3 milioni di barili al giorno, fino a raggiungere i 98 milioni di barili al giorno. Le quotazioni medie del secondo trimestre si sono quindi attestata a 69\$/bl. I timori per una domanda più sostenuta delle

previsioni con l'inizio del periodo estivo, non supportata da un progressivo allentamento dei tagli produttivi, hanno portato a fine giugno le quotazioni del Brent a superare i 76\$/bl, toccando valori massimi dal 2018.

I paesi dell'Opec+ Russia, hanno infatti mostrato difficoltà a raggiungere un accordo sulla modulazione della ripresa, raggiunto solo nel mese di luglio con la decisione di incrementare la produzione di 400.000 bl/giorno ogni mese a partire da agosto, nonostante le richieste dei principali paesi consumatori per un aumento più sostanziale. A tali tensioni, si sono aggiunte le incertezze legate a una possibile risoluzione dei negoziati tra USA e Iran per un accordo sul nucleare con un conseguente ritorno delle esportazioni iraniane di grezzo, e le riduzioni produttive negli USA, innescate dagli uragani Ida e Nicholas, che hanno colpito il Golfo del Messico, bloccando la produzione per intere settimane nei mesi estivi.

Nel terzo trimestre le prospettive economiche molto positive, con dati sui consumi e mobilità in decisa ripresa, hanno portato a la media delle quotazioni del Brent più alta registrata dal 2018, pari a 73,5\$/bl (+6,5% rispetto alla media del secondo trimestre, di 69\$/bl). A incidere sull'aumento delle quotazioni petrolifere ha pesato a partire dalla seconda metà dell'anno anche la carenza di gas naturale e carbone che ha aumentato la domanda di olio combustibile, greggio e distillati medi fino a 500k/bl al giorno per le centrali elettriche di molti paesi, tra cui Cina, Giappone e Pakistan in Asia; Germania e Francia in Europa; e Brasile.

All'inizio di ottobre i paesi dell'OPEC+ Russia, hanno confermato la strategia adottata a metà luglio - nonostante le richieste dei principali paesi consumatori per un aumento più sostanziale - prevedendo un azzeramento dei tagli produttivi solo a fine 2022, dichiarando anche alcune difficoltà nel soddisfare le quote target, anche a causa dei sotto investimenti degli anni precedenti da parte di alcuni paesi membri, tra cui Angola, Nigeria e Malesia.

Nel mese di novembre, le incertezze sulla domanda legate alla diffusione della variante covid Omicron, e agli effetti dell'inflazione sulla crescita economica, hanno tuttavia portato a una momentanea flessione delle quotazioni, che si sono poi riprese alla fine dell'anno con un forte rimbalzo: dopo un aumento nel mese di ottobre di oltre 9\$/bl in un solo mese, dovuto alle preoccupazioni sull'approvvigionamento energetico e dai continui prelievi delle scorte, nel corso di novembre le quotazioni sono infatti crollate di circa il 15%, ovvero di circa 15-17 \$/bbl. Tale situazione si è protratta per diverse settimane, con produttori e raffinerie costretti a reggere il passo con le incertezze della domanda altalenante dovuta alle nuove emergenze legate al Covid e le evoluzioni del contesto economico. I prezzi sono rimasti sotto pressione fino al 20 dicembre, quando i mercati petroliferi e finanziari hanno progressivamente acquisito una migliore comprensione dell'impatto di Omicron, e il Brent si è rapidamente riportato a valori superiori ai 75\$/bl riprendendo un trend rialzista e portando il quarto trimestre a chiudersi con una quotazione media pari a 79,8\$/bl.

Differenziale di prezzo "heavy-light" tra grezzi pesanti e leggeri ("Urals" vs. "Brent")

Il differenziale "heavy-light" nel 2021 si è riportato a valori negativi, in media pari a uno sconto di -1,1\$/bl, rispetto alla media di +0,2\$/bl registrata nel 2020 (e a una media di +0,6\$/bl nel 2019), quando i tagli produttivi messi in atto dai paesi di OPEC+ Russia che avevano interessato principalmente i grezzi medi pesanti ad alto zolfo, avevano portato l'intero paniere *sour* repentinamente al rialzo. Il differenziale è tornato in territorio negativo nel primo trimestre del 2021 a -0,5\$/bl, in un contesto di aumentate esportazioni dalla Russia e di domanda ancora debole, e progressivamente ampliato nel secondo trimestre a -1,2\$/bl, grazie a una prima parziale riduzione dei tagli produttivi OPEC+ Russia, e anche per effetto di un minor utilizzo da parte delle raffinerie russe impegnate in cicli manutentivi. Nel terzo trimestre il differenziale "heavy-light" ha visto un ulteriore ampliamento, come effetto di margini poco favorevoli dei distillati medi - che lavorano grezzi *sour* - e per il ridotto interesse d'acquisto da parte di compratori orientali. Per contro, la riduzione dei programmi di esportazioni russe a settembre ha dato luogo ad una compressione dello sconto. La media del terzo trimestre si è attestata quindi a -1,8\$/bl. L'Ural si è quindi rafforzato negli ultimi due mesi dell'anno, a causa di ritardi nelle forniture dal Mar Nero dovute a condizioni meteorologiche sfavorevoli, che hanno portato la media dell'ultimo trimestre a -1\$/bl.

"Crack spreads" dei principali prodotti raffinati (ovvero la differenza tra valore del prodotto e costo del grezzo)

Il **crack della benzina** nel 2021 si è attestato in media a 9,5\$/bl rispetto a 3,9\$/bl nel 2020, un valore in linea con le medie pluriennali pre-covid (8,8\$/bl la media del periodo 2017-19; 7\$/bl la media 2019), che ha beneficiato di un aumento della domanda particolarmente significativo alla fine del periodo estivo. Dopo un importante recupero già nel primo trimestre con una media di 6,2\$/bl (rispetto a 3,4\$/bl nel quarto trimestre del 2020), i margini della benzina hanno infatti beneficiato di un robusto incremento del traffico automobilistico con l'inizio della stagione estiva, registrando una media nel secondo trimestre di 8,9\$/bl. Inoltre, tra fine agosto e metà settembre, gli uragani Ida e Nicholas hanno colpito la costa occidentale degli USA bloccando per intere settimane le raffinerie e le piattaforme del golfo del Messico. Ciò ha offerto ulteriore supporto e i margini della benzina a metà settembre hanno superato i 17\$/bl, registrando un valore medio nel terzo trimestre pari a 12,6\$/bl. A novembre, oltre al ribilanciamento dovuto alla fine del periodo estivo, il crack ha visto una flessione dovuta ai timori per la diffusione della nuova variante Omicron. A dicembre tuttavia un rapido recupero, dovuto sia alla flessione del grezzo sia a problemi contingenti che hanno ridotto le esportazioni di benzine dalle raffinerie del Nord Europa, hanno fatto registrare una media del crack della benzina nel quarto trimestre pari a 10,1\$/bl, un livello elevato in considerazione della stagionalità, e del passaggio alla specifica invernale.

Il **crack del diesel** nel 2021 si è attestato a un valore medio di 6,8\$/bl in linea con la media registrata nel 2020 di 6,7\$/bl, e ancora inferiore alla media di 14,3\$/bl registrata nel 2019. Nella prima metà dell'anno i margini hanno infatti mostrato un andamento ancora molto debole, con una media pari a 4,3 e poi 4,8 \$/bl rispettivamente nel primo e secondo trimestre,

risentendo in particolare della ridotta domanda di jet fuel. Nel terzo trimestre, a partire dal mese di settembre, si è osservato un primo vero miglioramento grazie a un aumento del traffico aereo sia negli Stati Uniti che in Europa e, supportato da un calo dei volumi di distillati medi in importazione, in conseguenza alla già citata fermate delle raffinerie USA, per l'uragano Ida. Gli inventari hanno velocemente toccato valori inferiori alle medie storiche, e il crack del diesel ha registrato nel terzo trimestre una media pari a 7\$/bl. Nel quarto trimestre gli effetti della ripresa economica, nonostante le preoccupazioni per nuove ondate di contagio, hanno ulteriormente ridotto le scorte di distillati medi a **livelli minimi rispetto agli anni più recenti**, e, anche grazie a **una parziale ripresa del traffico aereo su scala nazionale e internazionale e alla** flessione temporanea nei prezzi del grezzo registrata nel mese di dicembre, il crack del diesel ha segnato la media di 11,1\$/bl, un livello a doppia cifra non si registrava da inizio 2020.

Il **crack del jet fuel** è passato nel 2021 a una media di 4,1\$/bl da una media di 1,2\$/bl nel 2020. Nel 2019 la media si era attestata a 13,1\$/bl. **La domanda di jet fuel, pur mantenendosi ancora ben al di sotto dei livelli pre-covid (in media al 65% dei livelli pre-covid secondo le ultime stime AIE) nella seconda metà dell'anno ha beneficiato di una più sostanziale ripresa del traffico aereo su scala nazionale e internazionale.** In particolare, durante la stagione estiva, l'aumento dei voli ha dato un sostanziale contributo alla domanda di jet fuel che nel terzo trimestre ha registrato un valore medio dei margini pari a 4,1\$/bl (rispetto a una media di 2\$/bl nel secondo trimestre e di 1,6\$/bl nel primo trimestre). Nel quarto trimestre, nonostante una battuta d'arresto causata dai timori sulla diffusione della variante Omicron, e anche grazie all'utilizzo del kerosene come combustibile da riscaldamento in vari paesi asiatici, il crack medio è più che raddoppiato registrando un valore medio di 8,7\$/bl.

Il **crack del VLSFO** ha registrato un valore medio nel 2021 pari a 2\$/bl (vs 3,8\$/bl nel 2020). Dopo aver continuato a inizio anno il recupero registrato alla fine del 2020, con una media nel primo trimestre di 4,5\$/bl, a partire dal secondo trimestre il crack del VLSFO ha mostrato una significativa compressione, in particolare tra maggio e giugno, con valori di poco superiori allo zero, a causa del rialzo delle quotazioni del grezzo e di un traffico marittimo ancora inferiore ai consueti livelli stagionali. La media del secondo trimestre si è quindi attestata a 1,3\$/bl. Dopo aver toccato valori negativi a luglio, la ripresa del traffico marittimo, soprattutto di dry-bulk e containers, ha consentito di raggiungere valori di 2\$/bl tra agosto e settembre. La media del crack VLSFO nel terzo trimestre è stata quindi pari a 0,8\$/bl. Nell'ultimo trimestre la ripresa del traffico marittimo, e l'aumento dei consumi di olio combustibile per la generazione di energia elettrica in sostituzione del gas, hanno portato a una media di 1,6\$/bl.

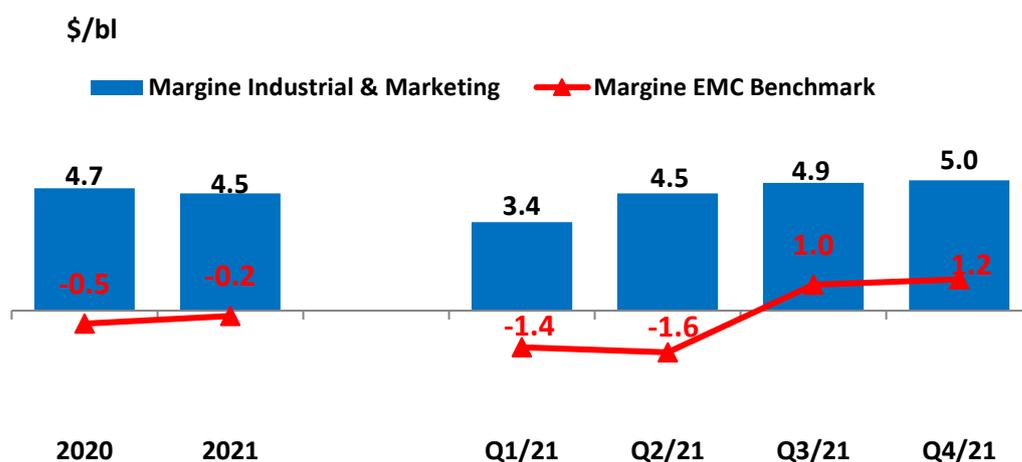
Il **crack del LSFO**, utilizzato come "blendstock" nella formulazione del VLSFO, ha registrato un valore medio nel 2021 negativo e pari a -0,2\$/bl, rispetto a una media di 1,3\$/bl nel 2020.

Il **crack del HSFO** ha registrato un valore medio nel 2021 negativo e pari a -11,3\$/bl (-7,8\$/bl nel 2020). Nonostante la riduzione dei tagli produttivi OPEC+Russia abbia favorito l'aumento della produzione dei grezzi ATZ contribuendo a riportare il **crack del HSFO** a livelli sempre più bassi e più prossimi a quelli pre-pandemici, i prezzi elevati del gas naturale hanno dirottato una parte significativa dei volumi di HSFO verso la generazione elettrica in alcuni paesi asiatici e medio-orientali.

Margine di raffinazione di riferimento

Per quanto concerne l'analisi della redditività del segmento Industrial & Marketing, Saras utilizza tradizionalmente come riferimento il margine di raffinazione calcolato da EMC (Energy Market Consultants) con riferimento ad una raffineria costiera di media complessità, ubicata nel bacino del Mediterraneo, che lavora una carica composta da 50% grezzo Brent e 50% grezzo Urals.

Come mostrato nel grafico seguente, il segmento Industrial & Marketing del Gruppo Saras consegue tipicamente un margine superiore al margine EMC Benchmark. La variabilità del margine è funzione delle specifiche condizioni di mercato, oltre che dell'andamento delle operazioni industriali e commerciali durante ciascun singolo trimestre.



L'EMC Benchmark ha registrato nel 2021 un valore medio ancora negativo, pari a -0,2\$/bl (-0,5\$/bl nel 2020), mostrando valori positivi solo a partire dalla seconda metà dell'anno.

Saras ha evidenziato nel 2021 un margine integrato del segmento I&M pari in media a 4,5\$/bl (incluso il contributo del canale Marketing pari a 0,6\$/bl) rispetto a un margine di 4,7\$/bl nel 2020 (incluso un contributo del canale Marketing di 0,5\$/bl).

Il premio Saras rispetto all'EMC benchmark si è attestato pertanto a 4,7\$/bl (di cui 0,6\$/bl il contributo del canale Marketing) rispetto a un premio di 5,2\$/bl nel 2020 (di cui 0,5\$/bl dal canale Marketing), leggermente superiore alla *guidance* di 4,3-4,5\$/bl (di cui 0,5\$/bl il contributo del canale Marketing) fornita nell'ultimo trimestre. Il valore del premio va considerato anche sulla base delle lavorazioni del periodo, pari a 94,7 milioni di barili nel 2021 rispetto a soli 83 milioni di barili nel 2020.

Le motivazioni alla base del premio più elevato, per circa +0,3\$/bl, rispetto alla *guidance*, sono descritte nel capitolo "Analisi dei Segmenti"/ "Industrial & Marketing" e sono riconducibili all'andamento del quarto trimestre e in particolare: per +0,1\$/bl a un maggior contributo del canale Marketing, grazie a una marginalità superiore alle attese; per +0,2\$/bl all'effetto positivo derivato dal miglioramento dello scenario oil, che ha più che controbilanciato l'apprezzamento dei costi energetici.

Si evidenzia come, in alcune eccezionali condizioni di mercato, l'EMC possa non rappresentare una corretta *proxy* dell'andamento della raffineria Saras, come accaduto nella seconda metà del 2021, in presenza di costi variabili energetici molto elevati rispetto alle medie storiche. I costi energetici all'interno del benchmark EMC sono compresi nei costi variabili a loro volta determinati sulla base di una percentuale fissa del prezzo al barile del LSFO²; l'EMC pertanto non incorpora l'effettivo apprezzamento dell'energia elettrica e della CO2 che ha invece impattato la marginalità di Saras.

In particolare, con riferimento all'energia elettrica, si rileva come il PUN nel terzo trimestre abbia registrato un valore medio di 125 €/MWh e nel quarto trimestre un valore medio di 242€/MWh, rispetto alla media del mese di giugno pari a circa 80€/MWh. Analogamente le quotazioni dei permessi sulla CO2 hanno registrato una media di 57 e 68€/tonnellata rispettivamente nel terzo e quarto trimestre, rispetto a una media di giugno di 50€/tonnellata.

Tali apprezzamenti hanno determinato un impatto sul margine Saras, stimato in funzione delle lavorazioni e del fabbisogno di energia elettrica, rispettivamente pari a -0,5\$/bl nel terzo e -1.6\$/bl nel quarto trimestre. Se avesse incluso tali impatti l'EMC avrebbe registrato un valore inferiore e pari a +0,5\$/bl (anziché 1\$/bl) nel terzo trimestre, e pari a -0,3\$/bl (anziché +1,2\$/bl) nel quarto trimestre, con un valore medio annuo pari a -0,7\$/bl anziché -0,2\$/bl. Rispetto a questi valori dell'EMC, ricalcolati per includere gli impatti dell'apprezzamento di energia elettrica e CO2, il premio Saras Industrial & Marketing sarebbe stato pari a 5,2\$/bl (anziché 4,7\$/bl).

Energia Elettrica

Nel 2021, l'accelerazione dei consumi per la ripresa post-pandemica ha portato ad un'impennata dei costi delle materie prime e delle commodities energetiche senza precedenti, creando tensioni nei principali mercati di approvvigionamento e portando i prezzi a livelli record.

Il rapporto semestrale AIE di gennaio 2022 sul mercato dell'energia elettrica rileva come, l'accelerazione dei consumi seguita dalla pandemia insieme a condizioni meteorologiche più estreme nel 2021 rispetto al 2020, compreso un inverno più freddo della media, abbia portato ad un aumento della domanda globale di elettricità pari al 6%, il più elevato in termini percentuali dal 2010. In termini assoluti, l'aumento di oltre 1.500 terawattora dell'anno scorso è stato il più alto mai registrato, Circa la metà dell'aumento è da ricondursi alla domanda della Cina, cresciuta di circa il 10%. Questo fenomeno ha innescato un accumulo di scorte di gas naturale, GNL e carbone e un'impennata dei prezzi energetici nelle principali economie mondiali. In particolare, la crescita di domanda di gas da parte dell'Asia verso la Russia ha comportato minore disponibilità in Europa.

In particolare in Italia, il prezzo spot del gas naturale al TTF (il mercato di riferimento europeo per il gas naturale) è aumentato nel 2021 di quasi il 500% da una media di 21€/MWh a gennaio a una media di 120 €/MWh a dicembre del 2021. Questo aumento esponenziale del prezzo del gas - da cui dipende oltre il 40% della produzione elettrica italiana - si è immediatamente riflesso nel prezzo dell'elettricità all'ingrosso, il PUN (Prezzo Unico Nazionale), il che, da una media storica nel periodo 2015-2020 di circa 50€/MWh, è aumentato nel 2021 di quasi il 400%, passando dai valori medi di gennaio di 61€/MWh a una media di 288 €/MWh nel mese di dicembre.

Questo aumento è stato particolarmente evidente nella seconda metà dell'anno, quando il PUN è passato da un valore medio di 75€/MWh nel secondo trimestre, a una media di 125€/MWh nel terzo trimestre e quindi di 242€/MWh nel quarto trimestre, segnando nuovi massimi storici. La media annua 2021 si è attestata a 125,5€/kWh rispetto a quella minima storica di 38,9 €/kWh del 2020.

² Nel calcolo del margine EMC i costi variabili, incluso quello dell'energia elettrica, vengono determinati sulla base di una percentuale fissa del LSFO, secondo la seguente formula: Costi Variabili EMC (\$/bl) = 2%*LSFO price +0.3\$/bl.

Anche i valori delle quote di emissione di CO₂ "EUA", scambiati nel sistema europeo Emission Trading Scheme (ETS), sono più che raddoppiati nel corso del 2021 passando da una media di 33 a 79 €/tonnellata, registrando una media annua di 53,2€/tonnellata. Questi valori si confrontano con una media storica pre-covid di circa 20€/tonnellata.

L'apprezzamento delle quote EUA tra origine da una serie di fattori, tra i quali l'avvio, dal 2021 al 2030, della "fase 4" del sistema ETS, per la quale l'Unione Europea prevede una riduzione maggiore, al tasso annuo del 2,2% rispetto al precedente 1,74%, della quantità complessiva di quote di emissione. Ciò contribuisce a ridurre l'eccesso di offerta, con conseguenti spinte al rialzo sui prezzi, insieme con un altro meccanismo istituito dall'Unione Europea con lo stesso obiettivo: la cosiddetta "riserva stabilizzatrice del mercato", un fondo dove confluiscono le quote di emissioni di carbonio in eccesso, gran parte delle quali verrà poi eliminata a partire dal 2023.

Il 14 luglio scorso, inoltre, la Commissione europea ha approvato il Pacchetto clima "Fit for 55", prevedendo una serie di misure volte a ridurre le emissioni di gas serra rispetto ai livelli raggiunti nel 1990 di almeno il 55% (rispetto al precedente 40%), entro il 2030, con l'obiettivo di supportare il processo di transizione ecologica contemplato nel Green Deal. Tali misure investono diversi settori, dall'economia ai trasporti, dalle energie rinnovabili all'efficientamento energetico, nell'industria manifatturiera la riduzione sarà del 62% (rispetto al precedente 43%).

Infine, la repentina ripresa post-pandemica ha contribuito a questo andamento. Il mantenersi elevato del costo del gas ha infatti causato, nei processi di generazione elettrica, un maggior ricorso al carbone, che produce circa il doppio della quantità di emissioni di CO₂ rispetto agli impianti a gas. Secondo la AIE il ritorno a fonti di elettricità più inquinanti ha aumentato nel 2021 le emissioni mondiali di anidride carbonica dalla produzione di energia elettrica del 7%, raggiungendo un nuovo massimo storico dopo la diminuzione dei due anni precedenti.

Vi è infine non da ultima una componente speculativa, dunque, non legata alla copertura della propria posizione stabilita dalla Direttiva ETS, basata sull'aspettativa che il prezzo possa salire ulteriormente, almeno nel breve termine. La presenza dei Fondi di Investimento è cresciuta a dismisura dalla metà del 2020, passando da circa 150 a 250 a giugno del 2021, quattro volte rispetto a quella dei soggetti obbligati³.

Vi è infine non da ultima una componente speculativa, dunque, non legata alla copertura della propria posizione stabilita dalla Direttiva ETS, basata sull'aspettativa che il prezzo possa salire ulteriormente, almeno nel breve termine. La presenza dei Fondi di Investimento è cresciuta a dismisura dalla metà del 2020, passando da circa 150 a 250 a giugno del 2021, quattro volte rispetto a quella dei soggetti obbligati⁴.

Energia Rinnovabile

La Direttiva (UE) 2018/2001 (direttiva RED II, Renewable Energy Directive II) dispone che gli Stati membri dell'Unione Europea provvedono collettivamente a far sì che, nel 2030, la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione sia almeno pari al 32% e la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti sia almeno pari al 14% del consumo finale in tale settore.

Il nuovo pacchetto per il clima "Fit for 55" approvato dalla Commissione europea il 14 luglio scorso, ha introdotto, con riferimento all'energia rinnovabile, una revisione della direttiva RED, aumentando tale obiettivo minimo del 32% al 38-40%, incentivando ulteriormente la diffusione delle energie rinnovabili nei settori dell'energia, del riscaldamento e del raffreddamento e dei trasporti, un migliore uso del calore derivante e una migliore integrazione delle rinnovabili negli edifici. L'iter legislativo del Fit for 55 prevede che le proposte passino prima per il vaglio del Parlamento europeo e del Consiglio e poi per i negoziati interistituzionali per la definizione del testo di compromesso e la seguente approvazione. Le prime approvazioni dovrebbero arrivare fra l'ultimo trimestre del 2022 e il primo trimestre del 2023.

In Italia la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia è oggi pari al 18% circa, a fronte del 19,7% raggiunto dall'Ue nel suo complesso nel 2019.

Secondo l'Osservatorio FER realizzato da ANIE Rinnovabili, associazione di ANIE Federazione, sulla base dei dati Gaudi di Terna nei primi nove mesi del 2021 le installazioni di fotovoltaico, eolico e idroelettrico raggiungono complessivamente un totale cumulato di potenza connessa pari a 809 MW (+30% rispetto allo stesso periodo del 2020), con andamenti diversificati per i tre comparti: positivo per fotovoltaico, con una capacità installata di 607 MW (+20%), ed eolico, con una capacità installata di 179 MW (+229%), e negativo per idroelettrico, con una capacità installata di 22 MW (-63%).

Secondo WindEurope a livello europeo, nel 2021 sono stati installati 17 GW (11 GW nell'UE-27) di nuova capacità eolica nel 2021, di cui l'81% da impianti a terra. Questi dati si confrontano con i dati del 2020, pari a 14,8 GW di nuova capacità installata nell'intero esercizio, e con quelli pre-pandemia del 2019, pari a 15.5 GW di nuova capacità installata.

Svezia, Germania e Turchia hanno costruito la maggior parte dell'eolico onshore. Il Regno Unito ha il più alto totale di nuove installazioni eoliche, che rappresentano la maggior parte delle nuove installazioni eoliche offshore.

⁴ Fonte NE Numisma Energia

L'Europa ha oggi 236 GW di capacità eolica e installerà 18 GW all'anno tra il 2022 e il 2026, ma per raggiungere i target europei al 2030 di 40% di energia rinnovabile si dovranno installare almeno 30 GW annuali.

I dati prodotti da Terna mostrano che l'eolico in Italia ha prodotto 20.619 GWh nel 2021, in rialzo del 10,8% rispetto al 2020, a fronte di maggiore ventosità e capacità installata, coprendo il 7,4 % della produzione elettrica nazionale (rispetto al 6,8% del 2020) anche grazie alle favorevoli condizioni climatiche, che hanno consentito di utilizzare maggiormente gli impianti.

ANALISI DEI SEGMENTI

Per esporre in maniera coerente l'andamento delle attività del Gruppo, le informazioni delle singole società sono ricondotte ai segmenti di business individuati: si ricorda che dal 1° gennaio 2021 il segmento denominato "Industrial & Marketing" include tutte le attività relative alla raffinazione ed alla generazione di energia elettrica nonché le attività relative al "Marketing". Il segmento "Renewables" include invece le attività precedentemente incluse nel segmento "Wind" che è stato rinominato in vista di potenziali sviluppi nell'ambito del fotovoltaico e idrogeno verde.

INDUSTRIAL & MARKETING

Il sito produttivo di Sarroch, posto sulla costa a Sud-Ovest di Cagliari, è costituito da una delle più grandi raffinerie del Mediterraneo, per capacità produttiva e per complessità degli impianti, perfettamente integrato con un impianto IGCC (gasificazione a ciclo combinato). Il sito è collocato in una posizione strategica al centro del Mediterraneo e ha una capacità di lavorazione di 15 milioni di tonnellate/anno, corrispondenti a circa il 17% della capacità totale di distillazione in Italia e una capacità di generazione elettrica installata di 575 MW.

Si ricorda che per quanto concerne le attività di generazione di energia elettrica, in data 21 aprile 2021, in seguito alle Deliberazioni AREA 598/2020/R/eel del 29 dicembre 2020 che ha disposto l'iscrizione della centrale elettrica a ciclo combinato di Sarlux Srl IGCC tra gli impianti essenziali alla sicurezza del sistema elettrico per l'anno 2021, e 152/2021 del 13/04/2021 si è finalizzato il passaggio dalla convenzione CIP6/92 al regime di essenzialità e si è attuata la conseguente modifica dei parametri tecnico-economici da considerare per il suo esercizio.

In particolare, la Deliberazione 152/2021 del 13 aprile 2021 ha definito le condizioni economiche di operatività della centrale per il 2021 ovvero la componente di reintegrazione dei costi fissi strettamente necessari alla produzione elettrica, le quote di ammortamento e di remunerazione del capitale investito, e per la produzione elettrica essenziale, l'integrazione dei costi variabili rispetto a quanto incassato dalla vendita sul mercato al prezzo zonale di riferimento.

Gli assetti produttivi della centrale IGCC tengono conto delle esigenze definite da Terna connesse all'esercizio in sicurezza del sistema elettrico, compatibilmente con i vincoli operativi dell'impianto SARLUX.

Si segnala che per il segmento "Industrial & Marketing" i risultati includono la somma dei segmenti "Refining", "Power", "Marketing" e "Altre Attività", così come definiti a partire dalla Relazione trimestrale al 31 marzo 2021.

Milioni di Euro	FY 2021	FY 2020	Var %	Q4/21	Q4/20	Var %
EBITDA reported	243,7	93,8	n.s.	146,1	(11,7)	n.s.
EBITDA comparable	20,7	(28,3)	n.s.	25,2	(34,5)	n.s.
<i>di cui: relativo al canale Marketing</i>	34,9	21,6	62%	10,2	3,2	216%
EBIT reported	52,6	(341,3)	n.s.	96,1	(107,4)	n.s.
EBIT comparable	(170,4)	(239,9)	-29%	(24,8)	(94,3)	-74%
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI	69,4	248,2	-72%	29,6	26,3	12%

Margini e lavorazioni

		FY 2021	FY 2020	Var %	Q4/21	Q4/20	Var %
LAVORAZIONE GREZZI	<i>migliaia di tons</i>	12.978	11.369	14%	3.489	3.036	15%
	<i>milioni di barili</i>	94,7	83,0	14%	25,5	22,2	15%
	<i>migliaia barili/giorno</i>	260	229	14%	277	241	15%
CARICHE COMPLEMENTARI	<i>migliaia di tons</i>	809	702	15%	227	129	75%
PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA	<i>GWh</i>	3.524	4.071	-13%	1.070	1.064	1%
VENDITE TOTALI	<i>migliaia di tons</i>	3.336	2.956	13%	840	787	7%
di cui: in Italia	<i>migliaia di tons</i>	2.156	1.909	13%	567	515	10%
di cui: in Spagna	<i>migliaia di tons</i>	1.180	1.048	13%	273	272	1%
MARGINE BENCHMARK EMC	<i>\$/bl</i>	(0,2)	(0,5)	-63%	1,2	(1,0)	n.s.
MARGINE SARAS IND & MKTG	<i>\$/bl</i>	4,5	4,7	-4%	5,0	2,7	85%

Commento ai risultati dell'esercizio 2021

La lavorazione di grezzo in raffineria nel 2021 è stata pari a 13,0 milioni di tonnellate (11,4 milioni di tonnellate nel 2020), corrispondenti a 94,7 milioni di barili (83,0 milioni di barili nel 2020) e a 260 mila barili/giorno (229 mila barili/giorno nel 2020), in incremento del 14% rispetto al 2020. La lavorazione di cariche complementari al grezzo è risultata pari a 0,8 milioni di tonnellate rispetto a 0,7 milioni di tonnellate nel 2020. Tale dinamica va ricondotta in primo luogo al differente ciclo manutentivo programmato nei due anni (ricordiamo che il 2020 era stato interessato da significative manutenzioni degli impianti Topping T1 e l'unità FCC nel primo semestre); inoltre hanno contribuito le mutate condizioni di scenario (in special modo nella seconda parte dell'anno) ed i differenti assetti indotti dai due regimi di funzionamento dell'impianto di produzione dell'energia elettrica (condotto in regime di essenzialità nel 2021 rispetto al regime CIP 6 che ha caratterizzato la marcia del 2020).

La produzione di energia elettrica è stata pari a 3.524 GWh in riduzione del 13% rispetto al 2020, prevalentemente in ragione di alcuni significativi fermi produttivi che hanno coinvolto gli impianti di generazione di energia elettrica nel primo semestre del 2021 e dei mutati assetti produttivi richiesti nel nuovo regime dell'essenzialità.

L'EBITDA *comparable* nell'esercizio 2021 è risultato positivo per 20,7 milioni di Euro, con un margine Saras Industrial & Marketing pari a 4,5 \$/bl all'interno del quale il contributo del canale Marketing è pari a 0,6 \$/bl (come di consueto, già al netto dell'impatto derivante dall'attività manutentiva svolta nel periodo). Ciò si confronta con un EBITDA *comparable* di -28,3 milioni di Euro e un margine Saras Industrial & Marketing pari a +4,7 \$/bl (all'interno del quale il contributo del canale Marketing è stato di 0,5 \$/bl) nel medesimo periodo dell'esercizio precedente.

Più nello specifico, andando ad analizzare la componente più prettamente industriale, il confronto deve tenere in considerazione: le condizioni di mercato, le prestazioni specifiche del Gruppo Saras (sia dal punto di vista operativo che della gestione commerciale) e le modalità di reintegro dei costi regolati dalla normativa per gli impianti essenziali alla sicurezza del sistema elettrico (ovvero in regime dell'essenzialità). Ricordiamo che tale regime prevede che, laddove i ricavi generati dalla vendita dell'energia elettrica essenziale siano inferiori ai costi sostenuti per la sua produzione (ivi inclusi i costi di approvvigionamento della materia prima, variabili di altra natura, fissi e la quota relativa alla remunerazione del capitale) questi vadano integrati tramite opportuno rimborso da parte delle autorità competenti. Viceversa, nei casi in cui i ricavi generati dalla vendita dell'energia elettrica fossero superiori a tali costi, il maggior margine generato viene retrocesso come da normativa vigente.

Per quanto concerne le condizioni del mercato, gli impatti sulla generazione del margine sono stati positivi per circa 60 milioni di Euro, tale positività è principalmente da ascrivere al rafforzamento del crack della benzina 9,5 \$/bl nel 2021 (vs 3,9 \$/bl nel 2020) in parte compensato dal rafforzamento del prezzo del Brent e del cambio €/€/\$ risultato mediamente pari a 1,18 (vs 1,14 nel 2020). Si ricorda che ai sensi della normativa riguardante la parte d'impianto regolata dall'essenzialità il meccanismo di reintegro dei costi prevede che le variazioni relative ai prezzi dell'energia elettrica in vendita e delle materie prime in acquisto vengano rettificati.

Dal punto di vista delle prestazioni operative nel 2021 queste, se confrontate con il medesimo periodo del 2020, sono risultate inferiori per circa – 5 milioni di Euro, con gli impatti delle minori performance realizzate quasi interamente compensati dalla remunerazione del capitale garantito dall'essenzialità.

Il contributo commerciale (che concerne l'approvvigionamento di grezzi e di materie prime complementari, la vendita dei prodotti finiti, i costi di noleggio delle petroliere, e la gestione degli inventari, ivi incluse le scorte d'obbligo) seppur positivo, confrontato con quanto realizzato nel 2020 ha contribuito negativamente per circa -45 milioni di Euro; tale scostamento è dovuto alle performance particolarmente positive che il trading, la vendita dei prodotti via nave e la vendita di scorte d'obbligo avevano generato nel 2020, (complici anche le particolari caratteristiche del mercato non replicabili nel mutato contesto del 2021).

La programmazione della produzione (che consiste nell'ottimizzazione del mix dei grezzi portati in lavorazione, nella gestione dei semi-lavorati, e nella produzione di prodotti finiti, ivi inclusi quelli con formulazioni speciali) ha apportato un contributo lievemente inferiore rispetto a quello dell'anno precedente nonostante un contesto più sfavorevole caratterizzato da limitate disponibilità di alcune tipologie di grezzo e dal peggioramento delle caratteristiche di alcune qualità utilizzate.

L'esecuzione delle attività produttive (che tiene conto delle penalizzazioni legate alla manutenzione, sia programmata che non e dei maggiori consumi rispetto ai limiti tecnici di talune "utilities" come ad esempio l'olio combustibile, il vapore, l'energia elettrica e il fuel gas) ha avuto una performance lievemente inferiore rispetto a quella realizzata nel 2020. Dove i potenziali benefici di un piano manutentivo meno oneroso sono stati sostanzialmente bilanciati da una performance produttiva inferiore.

I costi variabili di natura industriale, al netto delle componenti relative al regime dell'essenzialità, nel 2021 sono incrementati di circa 105 milioni di Euro. Tale incremento è da ricondursi per circa 59 milioni di Euro all'incremento del costo dell'energia elettrica e per circa 41 milioni di Euro all'incremento del costo della CO2.

Nel 2021 i costi fissi industriali, in virtù delle iniziative di contenimento costi lanciate a partire dal quarto trimestre 2020, hanno registrato una riduzione di circa 38 milioni di Euro rispetto ai valori dell'anno precedente. Si ricorda inoltre che, all'interno dei costi consuntivati, circa 45 milioni di Euro è l'ammontare oggetto dei rimborsi relativi al regime dell'essenzialità non presente nell'esercizio precedente.

Prima di analizzare nel dettaglio il contributo realizzato attraverso le vendite del canale Marketing, occorre evidenziare alcuni andamenti rilevanti del mercato di riferimento.

In Italia, secondo i dati rilevati da Unione Energie per la Mobilità (UNEM), nel 2021 i consumi petroliferi sono risultati in aumento del 9,8% rispetto al 2020, tuttavia ancora inferiori del 8,2% rispetto ai livelli pre-pandemia. In particolare, i consumi di carburanti da autotrazione (benzina e gasolio) sono risultati pari a 30,1 milioni di tonnellate, con un incremento del 17,2% rispetto al 2020 (incremento risultato pari al 21,7% per la benzina e al 15,9% per il gasolio). Nel 2021 le immatricolazioni di autovetture nuove hanno mostrato un incremento del 5,8%, anche se il confronto risente del lockdown nella prima parte dell'anno precedente. Quelle a benzina hanno coperto il 29,7% del totale (vs il 37,5% nel 2020), quelle diesel il 22,6% (vs il 33,1% nel 2020), mentre le ibride il 29% (vs il 15,5% nel 2020). In questo contesto il Gruppo Saras ha registrato un volume di vendite pari a 2,156 milioni di tonnellate con un incremento del 13% rispetto all'anno precedente.

Passando all'analisi del mercato spagnolo, i dati compilati da CORES mostrano che nel 2021 i consumi di carburante per autotrazione sono aumentati del 7,3% rispetto al 2020, con un incremento più evidente per la benzina (+17,5%) rispetto al gasolio (+5,1%). In questo contesto la controllata spagnola Saras Energia ha registrato un volume di vendite pari a 1,180 milioni di tonnellate, in aumento del 13% rispetto all'anno precedente.

Analizzando il contributo del canale Marketing all'interno dell'EBITDA comparabile esso è risultato pari a 34,9 milioni di Euro, rispetto ai 21,6 milioni di Euro registrati nel 2020. Tale scostamento è dovuto prevalentemente alla maggiore marginalità delle vendite sia in Italia (per effetto incremento volumi) che in Spagna (per effetto incremento volumi e margini unitari). Tale contributo va considerato congiuntamente a quello industriale in ragione del forte coordinamento tra le competenze tecniche e commerciali su cui poggia il modello di business del Gruppo.

Commenti ai risultati del quarto trimestre 2021

La lavorazione di grezzo nel quarto trimestre del 2021 è stata pari a 3,49 milioni di tonnellate (25,5 milioni di barili, corrispondenti a 277 mila barili/giorno) superiore rispetto al quarto trimestre del 2020. La lavorazione di cariche complementari al grezzo è risultata pari a 0,23 milioni di tonnellate superiore rispetto alle 0,13 milioni di tonnellate nel quarto trimestre del 2020.

La produzione di energia elettrica è stata pari a 1.070 GWh allineata alle produzioni del quarto trimestre del 2020. Il trimestre è stato caratterizzato da un incremento della potenza essenziale richiesta e conseguentemente il livello di produzione è risultato superiore a quello realizzato nei trimestri precedenti.

L'EBITDA *comparable* è stato pari a 25,2 milioni di Euro nel quarto trimestre 2021, con un margine Saras Industrial & Marketing pari a + 5,0 \$/bl all'interno del quale il contributo del canale Marketing è pari a 0,7 \$/bl (come di consueto, già al netto dell'impatto derivante dall'attività manutentiva svolta nel periodo). Tale risultato si confronta con un EBITDA *comparable* di - 34,5 milioni di Euro e un margine Saras Industrial & Marketing pari a +2,7 \$/bl (all'interno del quale il contributo del canale Marketing è stato di 0,3 \$/bl) nel medesimo trimestre dell'esercizio precedente.

Per quanto concerne le condizioni del mercato, gli impatti sulla generazione del margine sono stati positivi per circa 75 milioni di Euro, tale positività è principalmente da ascrivere al rafforzamento dei crack del diesel 11,1 \$/bl (vs 4,8 \$/bl nel 2020) e della benzina 10,1 \$/bl (vs 3,4 \$/bl nel 2020) solo in parte compensati dal rafforzamento del prezzo del Brent. Si ricorda che ai sensi della normativa riguardante la parte d'impianto regolata dall'essenzialità il meccanismo di reintegro dei costi prevede che le variazioni relative ai prezzi dell'energia elettrica in vendita e delle materie prime in acquisto vengano rettificati.

Dal punto di vista delle prestazioni operative nel quarto trimestre del 2021 queste, se confrontate con il medesimo periodo del 2020, sono risultate superiori per circa 12 milioni di Euro ivi inclusi gli impatti della remunerazione del capitale garantito dall'essenzialità.

Tale variazione è legata al minor contributo commerciale (che concerne l'approvvigionamento di grezzi e di materie prime complementari, la vendita dei prodotti finiti, i costi di noleggio delle petroliere, e la gestione degli inventari, ivi incluse le scorte d'obbligo) che sebbene positivo nell'anno se confrontato con i risultati raggiunti nel 2022 apporta un contributo negativo per circa 18 milioni di Euro ; tale scostamento è da ricondursi prevalentemente ai minori risultati raggiunti nell'ambito del trading, delle vendite via nave e nella gestione delle coperture effettuate sugli inventari.

La programmazione della produzione (che consiste nell'ottimizzazione del mix dei grezzi portati in lavorazione, nella gestione dei semi-lavorati, e nella produzione di prodotti finiti, ivi inclusi quelli con formulazioni speciali) ha contribuito positivamente per circa 6 milioni di Euro prevalentemente nell'ambito dell'ottimizzazione del mix dei prodotti.

L'esecuzione delle attività produttive (che tiene conto delle penalizzazioni legate alla manutenzione, sia programmata che non e dei maggiori consumi rispetto ai limiti tecnici di talune "utilities" come ad esempio l'olio combustibile, il vapore, l'energia elettrica e il fuel gas) ha avuto una performance superiore rispetto a quella dello scorso anno per circa 7 milioni di Euro per i minori impatti relativi ad interventi manutentivi di fermata.

I costi variabili di natura industriale, al netto delle componenti relative al regime dell'essenzialità, nel quarto trimestre del 2021 sono incrementati di circa 55 milioni di Euro. Tale incremento è da ricondursi per circa 34 milioni di Euro all'incremento del costo dell'energia elettrica e per circa 16 milioni di Euro all'incremento del costo della CO2.

Nel quarto trimestre del 2021 i costi fissi industriali, in virtù delle iniziative di contenimento costi lanciate, hanno registrato una riduzione di circa 5 milioni di Euro rispetto ai valori dell'anno precedente. Si ricorda inoltre che, all'interno dei costi consuntivati, circa 16 milioni di Euro è l'ammontare oggetto dei rimborsi relativi al regime dell'essenzialità non presente nell'esercizio precedente.

Analizzando il contributo delle vendite del canale Marketing all'interno dell'EBITDA *comparable* esso è risultato pari a 10,2 milioni di Euro, superiore rispetto ai 3,2 milioni di Euro registrati nel quarto trimestre del 2020. Tale scostamento è dovuto prevalentemente ai maggiori margini generati in Italia e Spagna.

Grezzi lavorati e rese di prodotti finiti

Il mix dei grezzi che la raffineria di Sarroch ha lavorato nel 2021 ha una densità media di 33,9°API, più leggera rispetto a quella del mix portato in lavorazione nel 2020. Analizzando in maggior dettaglio le classi di grezzi utilizzati, si nota un incremento della percentuale dei grezzi leggeri a bassissimo tenore di zolfo ("light extra sweet") (effetto riconducibile al sopra citato intervento manutentivo dell'impianto FCC ed all'alleggerimento di alcune tipologie di grezzo tipicamente utilizzate) contrapposto a una riduzione dei grezzi medi ad alto tenore di zolfo ("medium sour") e dei grezzi pesanti sia a

basso che alto contenuto di zolfo (“heavy sour/sweet”), prevalentemente per le fermate che hanno coinvolto il ciclo della gassificazione e per i differenti assetti produttivi della centrale richiesti dal regime di essenzialità.

Analizzando il mix di materie prime per provenienza si evidenzia come nel 2021 si sia ridotta la quota proveniente dal Nord Africa pari al 14% (vs 22% nel 2020) e quella proveniente dal Medio Oriente pari al 26% (vs 31% nel 2020); riduzioni che sono state compensate da un incremento della materia prima proveniente dal Caspio e Mare del Nord. Tali variazioni sono da ricondursi alle mutate condizioni di disponibilità e convenienza sui mercati.

		FY 2021	FY 2020	Q4/21
Light extra sweet		42%	26%	39%
Light sweet		7%	15%	10%
Medium sweet/extra sweet		5%	4%	2%
Medium sour		28%	32%	35%
Heavy sour/sweet		18%	24%	14%
Densità media del grezzo	°API	33,9	33,6	34,0

Per quanto concerne le rese di prodotti finiti, si può riscontrare come nel 2021 la resa in distillati leggeri (29,0%) sia incrementata rispetto a quella registrata nel 2020 (26%), la resa in distillati medi (48%) è diminuita rispetto ai valori registrati nel 2020 (50%), mentre la resa di olio combustibile (8%) è aumentata rispetto al 2020 (7%). Tali variazioni sono riconducibili ai differenti assetti degli impianti tra i due periodi, nonché alle mutate condizioni di mercato.

		FY 2021	FY 2020	Q4/21
GPL	migliaia di tons	269	210	58
	resa (%)	2,0%	1,7%	1,6%
NAPHTHA + BENZINE	migliaia di tons	4.026	3.139	1.091
	resa (%)	29,2%	26,0%	29,4%
DISTILLATI MEDI	migliaia di tons	6.681	6.082	1.815
	resa (%)	48,5%	50,4%	48,8%
OLIO COMBUSTIBILE & ALTRO	migliaia di tons	1.035	847	245
	resa (%)	7,5%	7,0%	6,6%

Nota: Il complemento a 100% della produzione è costituito dai “Consumi e Perdite” di Sito (relativo alle attività di raffinazione e produzione di energia elettrica)

Renewables

Il Gruppo Saras è storicamente attivo nella produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso la controllata Sardeolica Srl, che gestisce un parco eolico ubicato ad Ulassai e Perdasdefogu (Sardegna) e, far data dall'esercizio 2021 attraverso le neo acquisite Energia verde srl ed Energia Alternativa srl, proprietarie di due parchi eolici situati a Macchiareddu (Cagliari).

Si segnala che per il segmento "Renewables" i risultati del 2020 coincidono con il segmento "Wind", così come definito nel Bilancio 2020.

Nell'esercizio 2021 la produzione da fonti rinnovabili della Saras è stata pari a 258.453 MWh, che corrispondono al fabbisogno elettrico annuale di circa 186.337 persone. L'aver sfruttato la fonte eolica rinnovabile ha quindi consentito il risparmio di 331.028 barili di petrolio, con la conseguente riduzione delle emissioni di CO2 per circa 167.475 tonnellate. Inoltre, cumulativamente, nel periodo che decorre dalla sua entrata in esercizio fino al 31 dicembre del 2021, la produzione di energia elettrica del parco ha raggiunto 2.928.100 MWh.

Milioni di Euro		FY 2021	FY 2020	Var %	Q4/21	Q4/20	Var %
EBITDA Reported		33,4	6,7	n.s.	17,5	2,7	n.s.
EBITDA comparable		33,4	7,4	n.s.	18,2	3,4	n.s.
EBIT Reported		25,9	0,2	n.s.	15,4	1,1	n.s.
EBIT comparable		25,9	0,9	n.s.	16,1	1,8	n.s.
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI		8,4	7,5	n.s.	0,0	5,9	n.s.
		FY 2021	FY 2020	Var %	Q4/21	Q4/20	Var %
PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA	MWh	258.453	225.530	15%	82.841	76.173	9%
TARIFFA ELETTRICA	Eurocent/KWh	12,2	3,7	228%	23,3	4,9	376%
TARIFFA INCENTIVO	Eurocent/KWh	10,9	9,9	10%	10,9	9,9	10%

Nel 2021 l'EBITDA comparable del segmento Rinnovabili è stato pari a 33,4 milioni di Euro, rispetto ai 7,4 milioni di Euro realizzati nel 2020. Ricordiamo che nel 2020 la differenza rispetto all'EBITDA reported, pari nell'anno a 6,7 milioni di Euro, è da ricondursi a costi relativi a incentivi all'esodo in capo alla controllata Sardeolica.

Tale variazione è da ricondursi per circa 6 milioni di Euro al contributo dei parchi eolici acquistati nel corso del 2021 e per circa 20 milioni di Euro al maggiore EBITDA generato dal parco eolico esistente prevalentemente legato all'incremento del prezzo medio di vendita che nel 2021 è stato pari a 12,2 centesimi di Euro al KW/h rispetto a 3,7 centesimi di Euro al KW/h nel 2020. La Tariffa Incentivo è risultata superiore di 1,0 Eurocent/kWh rispetto al 2020 e la produzione incentivata ha rappresentato circa l'8% dei volumi nel 2021 (come nel 2020).

I volumi prodotti nel periodo sono risultati superiori del 15% rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente, prevalentemente per gli impatti produttivi dei nuovi parchi acquisiti.

In data 4 giugno 2021, Sardeolica Srl ha infatti acquisito da GWM Renewable Energy SpA il 100% delle quote di Energia Verde Srl e di Energia Alternativa Srl proprietarie di due parchi eolici situati a Macchiareddu, Cagliari (Sardegna), per una capacità installata totale di 45 MW, portando la capacità installata complessiva del Gruppo a 171 MW. Il 50% della nuova capacità installata beneficia di una tariffa incentivante complessiva (GRIN), che nel 2020 è stata mediamente di 9,9 Euro/KWh, per un periodo di 6 anni (fino al 2027).

Nel corso dell'esercizio sono inoltre proseguite le attività finalizzate allo sviluppo di una pipeline di progetti che porteranno all'acquisizione di ulteriore capacità eolica e fotovoltaica per un totale di 500MW al 2025.

Commenti ai risultati del quarto trimestre del 2021

Nel quarto trimestre del 2021 l'EBITDA comparable del segmento Renewables è stato pari 18,2 milioni di Euro, superiore rispetto a quanto realizzato nel 2020 pari a 3,4 milioni di Euro. Tale scostamento è da ricondursi per circa 2 milioni di Euro al contributo dei nuovi parchi acquisiti e per circa 13 milioni di Euro al contributo dei parchi esistenti per effetto degli incrementi della tariffa elettrica.

Nel quarto trimestre la produzione è risultata superiore del 9% rispetto a quanto realizzato nel quarto trimestre del 2020 (di cui circa 9 GWh ascrivibili alla produzione dei nuovi parchi). Per quanto concerne la tariffa di vendita dell'energia ha beneficiato di un incremento di 18,4 Eurocent/kWh rispetto al 2020, mentre la tariffa incentivo è incrementata di 1,0

Eurocent/kWh rispetto al 2020. Si ricorda che la quota di produzione incentivata nel quarto trimestre del 2021 è stata pari a circa 8% del totale.

Investimenti per settore di attività

<i>Millioni di Euro</i>	12M 2021	12M 2020	Q4/21	Q4/20
INDUSTRIAL & MARKETING	69,4	248,2	29,6	26,3
RENEWABLES	8,4	7,5	0,0	5,9
Totale	77,8	255,7	29,6	32,2

Gli investimenti effettuati dal Gruppo Saras nel 2021 sono stati pari a 77,8 milioni di Euro, in riduzione rispetto ai 255,7 milioni di Euro del 2020.

Per il segmento Industrial & Marketing gli investimenti nel 2021 sono stati pari a 69,4 milioni di Euro, in significativa riduzione rispetto ai 248,2 milioni di Euro del 2020, sia per effetto delle iniziative di contenimento degli investimenti, poste in essere per la mitigazione degli impatti della pandemia Covid-19, sia per le minori attività di fermata programmate previste nei due periodi.

Per il segmento Renewables gli investimenti nel 2021 sono stati pari a 8,4 milioni di Euro. Tali investimenti hanno riguardato prevalentemente le attività di reblading, che sono state completate nel terzo trimestre del 2021.

Evoluzione prevedibile della Gestione

A fine gennaio il Fondo Monetario Internazionale ha indicato per il 2022 una crescita globale del PIL del +4,4%, e in Europa del +3,9%, con tutti gli Stati membri di nuovo ai livelli pre-pandemici entro la fine dell'anno. Per il 2023 il FMI ha stimato un altro anno di crescita del +3,8%, a condizione di una normalizzazione definitiva della situazione sanitaria nella maggior parte dei paesi entro la fine di quest'anno.

Anche le stime dell'AIE riportate nel report mensile di metà febbraio sul mercato petrolifero hanno indicato una **domanda petrolifera globale** alla fine del 2022 superiore a quella registrata prima della pandemia, con consumi pari a una media annua di 100,6 milioni di barili al giorno, circa 300kb/giorno in media in più rispetto al 2019.

Purtroppo, la crisi geopolitica in Russia e Ucraina ha mutato drammaticamente lo scenario di riferimento, in particolare in Europa, determinando una volatilità senza precedenti dei prezzi delle commodities petrolifere ed energetiche di cui è attualmente difficile prevedere le evoluzioni nel breve periodo, e ci vorrà del tempo prima di recuperare una situazione di normalità.

Lo scenario prefigurato nelle previsioni economico finanziarie del Gruppo si fonda pertanto sull'individuazione della migliore previsione in una condizione di normalità.

Per quanto riguarda il prezzo del petrolio di riferimento, il **Brent Dtd**, le assunzioni adottate nel budget 2022 vedevano un prezzo tra 85-90\$/bl nella prima metà dell'anno, in graduale riduzione tra il primo e il secondo trimestre, con un ulteriore ribilanciamento nella seconda metà dell'anno a valori prossimi a 70\$/bl; la media annuale risultava pari a 80\$/bl. Inoltre l'atteso giungere al termine dei tagli OPEC+ Russia, consentivano di ipotizzare il progressivo ritorno di maggior disponibilità di grezzi sour, e di ipotizzare per il 2022 un **differenziale heavy light**, ovvero uno sconto Ural-Brent dtd pari in media pari a -1,2\$/bl.

Guardando alla **marginalità dei principali prodotti raffinati**, ovvero benzina e gasolio, le proiezioni adottate nel budget 2022 avrebbero portato ad assumere un miglioramento dei crack rispetto ai valori medi del quarto trimestre 2021, supportato da una domanda elevata, dalla normalizzazione della domanda di jet fuel e dall'attesa riduzione delle quotazioni del Brent. Era stato pertanto considerato per il 2022 un crack medio della benzina pari a 11,1\$/bl (10,1\$/bl nel quarto trimestre del 2021) e un crack medio del gasolio pari a 12,8\$/bl (11,1\$/bl nel quarto trimestre del 2021). Sul lato della domanda, i rischi considerati nelle assunzioni di budget sarebbero stati principalmente legati alla possibilità di una recrudescenza di una nuova variante Covid, e a un livello di inflazione troppo elevato, con un eventuale aumento dei tassi di interesse che potrebbe rallentare la crescita della domanda petrolifera.

Per quanto riguarda i **costi energetici e in particolare quelli dell'energia elettrica**, le ipotesi adottate prevedevano un PUN medio nel 2022 pari a 171€/MWh e una quotazione media dei permessi EUA pari a 80€/tonnellata. In particolare, dopo un primo semestre ancora sotto pressione, era stato considerato un parziale ribilanciamento del prezzo del gas e con esso del valore del PUN dovuto alla fine della stagione invernale, oltre a una possibile apertura del gasdotto NordStream2 – ad oggi non più prevedibile –, un aumento delle importazioni da altri paesi già collegati da gasdotti, e un aumento della produzione domestica.

Analogamente, le ipotesi adottate sulle quotazioni dei permessi per le **emissioni di CO2** avrebbero incorporato un progressivo riequilibrarsi delle quotazioni rispetto ai valori attuali a partire dalla seconda metà dell'anno, per la minor pressione rialzista data dal prezzo del gas, a un valore medio annuo di 80€/tonnellata.

Tali assunzioni, avrebbero portato in diverse condizioni a considerare un **EMC medio nel 2022 pari a circa 1,6\$/bl**, sulla base del quale il management ha stimato di conseguire nel 2022 **un premio annuo medio del segmento Industrial & Marketing compreso tra 4,0 ÷ 4,5 \$/bl**. Tale marginalità di Saras era prevista in ulteriore miglioramento nel periodo 2023-24 grazie a livelli di domanda sostenuta, a un graduale ribilanciamento delle quotazioni del Brent e in parte anche dei costi dell'energia elettrica.

Inoltre, dal punto di vista operativo si confermano gli obiettivi volti a consolidare alcune misure di efficientamento della struttura dei costi industriali e di contenimento degli investimenti. Iniziative che continuano a essere modulate in funzione dell'evoluzione del contesto macroeconomico e delle eventuali opportunità operative e commerciali che dovessero presentarsi.

L'attuale crisi russo-ucraina, ha creato una forte volatilità dei prezzi delle commodities petrolifere ed energetiche, in particolare in Europa. In varie sedi è emersa la necessità di garantirsi la diversificazione degli approvvigionamenti petroliferi ed energetici. In tale contesto, è sempre più centrale il ruolo strategico di Saras grazie al suo posizionamento al centro del Mediterraneo, nel garantire la sicurezza delle forniture sia petrolifere sui mercati di riferimento che di energia elettrica al territorio della Sardegna, grazie alla propria continuità operativa.

Come premesso, a seguito dello scoppio del conflitto tra Russia e Ucraina, il livello di incertezza legato a tali assunzioni è drasticamente aumentato, in particolare sul lato dell'offerta, dove l'attenzione è in primis concentrata sugli impatti che i prossimi sviluppi potrebbero avere sull'accesso al mercato dell'Oil&Gas russo.

L'elevato rischio di approvvigionamento che interessa le importazioni dal paese ha infatti provocato un crollo della domanda e delle quotazioni del grezzo russo Ural, il cui sconto – nel momento in cui si scrive - ha superato i -20\$/bl, a favore di grezzi sour alternativi, e un rialzo immediato delle quotazioni del Brent, che hanno superato i 120\$/bl. Inoltre, i paesi OPEC+ hanno stabilito in un primo momento di continuare con il graduale ripristino della produzione interrotta durante la pandemia, aumentando moderatamente la produzione di 400.000 barili al giorno anche nel mese di aprile, evidenziando che “la volatilità dei prezzi del petrolio sia legata a fattori geopolitici contingenti, mentre i fondamentali di mercato indicano un mercato ben equilibrato”. La prossima riunione OPEC+ è in programma il 31 marzo.

I margini del gasolio sono aumentati drasticamente superando – nel momento in cui si scrive – i 25\$/bl riflettendo principalmente i timori per una drastica riduzione dell'offerta, oltre che una maggior domanda di gasolio in sostituzione del gas.

Le quotazioni del gas sul mercato TTF hanno toccato valori massimi di 295€/MWh e il PUN ha superato i 500€/MWh, mentre la CO2 ha mostrato una riduzione a 65€/tonnellata.

Questa volatilità non consente al momento di formulare previsioni attendibili sugli impatti economico finanziari di breve e medio-lungo termine. In particolare non è possibile prevedere l'andamento di alcune variabili fondamentali per il calcolo del margine Saras, quali il prezzo del Brent e del grezzo URAL, il crack dei prodotti, e le quotazioni di PUN e CO2.

Inoltre si evidenzia che lo stesso benchmark EMC a fronte delle quotazioni attuali non rappresenta una proxy attendibile della redditività della raffineria di Sarroch: esso tiene infatti conto di uno slate di grezzi diverso e “semplificato” rispetto a quello di Saras e composto al da 50% di Ural e al 50% da Brent (quotazioni Brent DTD). Come indicato i grezzi Ural oggi presentano uno sconto straordinariamente elevato non rappresentativo. Si ricorda inoltre che l'EMC non è rappresentativo in condizioni di estremo apprezzamento dei prezzi dell'energia elettrica e della CO2: nel calcolo del benchmark questi costi rientrano infatti nei costi variabili a loro volta determinati sulla base di una percentuale fissa del prezzo al barile del LSFO. Inoltre, i costi variabili dell'EMC non includono il costo della CO2.

Nell'attuale contesto di volatilità, tuttavia, che presenta comunque margini di raffinazione estremamente elevati e una sostenuta domanda di prodotti, ogni previsione di breve medio termine potrebbe non risultare attendibile.

Per quanto riguarda il **segmento Renewables**, la valorizzazione delle produzioni del segmento dovrà tenere conto di quanto previsto dal Decreto-Legge 27 gennaio 2022 n. 4, cosiddetto "Sostegni TER", che istituisce un meccanismo di "compensazione" per le fonti rinnovabili non incentivate, tale per cui i produttori dovranno restituire, sino al termine del 2022, la differenza tra i prezzi che si verificheranno sul mercato e “un'equa remunerazione”, riferita alla media storica dei prezzi zionali di mercato, dall'entrata in esercizio dell'impianto fino al 31 dicembre 2020. Per Sardeolica, la compensazione è basata su un prezzo medio storico di circa 62€/MWh, da applicare alle sezioni produttive non incentivate, pari a circa il 92% della produzione totale.

Sempre in ambito Renewables, proseguono le attività autorizzative per lo sviluppo di nuovi impianti *greenfield*: in particolare è stato completato favorevolmente l'iter autorizzativo per l'installazione di 80MW di impianti fotovoltaici e ci si attende di poter ottenere nel corso del 2023 nuove autorizzazioni per lo sviluppo di ulteriore capacità eolica e fotovoltaica.

Proseguono le iniziative con l'obiettivo di raggiungere una capacità rinnovabile installata complessiva di 500 MW entro il 2025.

Tali obiettivi verranno realizzati attraverso lo sviluppo di una pipeline di progetti eolici e fotovoltaici *greenfield* che possano contribuire alla realizzazione degli ambiziosi target di sviluppo di nuova capacità, garantendo ritorni più elevati rispetto all'acquisizione di asset esistenti. Prosegue inoltre la valutazione per l'avvio di eventuali nuove partnership con l'obiettivo di creare valore sostenibile nel lungo periodo.

In tale contesto al fine di accelerare la realizzazione delle iniziative descritte e di cogliere nuove opportunità derivanti dalle mutate condizioni di settore secondo quanto previsto dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 e dal Green Deal Europeo, la realizzazione di tale piano prenderà in considerazione le migliori opzioni, tra cui anche l'opportunità di nuove partnership con l'obiettivo di creare valore sostenibile nel lungo periodo.

Per quanto riguarda gli altri progetti avviati dal Gruppo nell'ambito della strategia di **transizione energetica**, nel corso del 2022 è previsto un avanzamento dei progetti relativi all'idrogeno verde e alla “Carbon Capture and Storage” (CCS).

Prosegue infatti il progetto, per cui a febbraio del 2021 Saras ha avviato una collaborazione con Enel Green Power, finalizzato a fornire idrogeno verde alla raffineria di Saras attraverso l'utilizzo di un elettrolizzatore da circa 20MW, alimentato esclusivamente da energia rinnovabile. A tale scopo è stata infatti dunque costituita nell'ultimo trimestre del 2021 la società Sardhy Green Hydrogen S.r.l., controllata partecipata al 50% da Saras Spa e al 50% da Enel Green Power Italia Srl.

Nell'arco del 2022 è previsto l'avvio dell'iter autorizzativo dell'impianto ad elettrolisi con lo scopo di avviare i primi iter autorizzativi e, qualora ottenuto il finanziamento richiesto nell'ambito del programma europeo IPCEI (Important Projects of Common European Interest), verranno altresì avviate le attività di costruzione dell'elettrolizzatore e delle opere connesse.

Relativamente al progetto di Carbon Capture and Storage, si è conclusa nel 2021 la prima fase finalizzata a valutare diverse soluzioni impiantistiche per la cattura della CO₂. Sono quindi in corso ulteriori valutazioni per procedere con una seconda fase, al fine di conseguire una migliore definizione degli aspetti relativi all'intera catena di sviluppo inclusi aspetti di logistica e trasporto, unitamente ad una stima dei costi e delle tempistiche.

In ambito biofuel Saras conferma l'obiettivo e continua a monitorare la possibilità di espandere l'attuale capacità produttiva di Hydrogenated Vegetable Oil in co-processing a 100 kton all'anno, e potenzialmente a 250 kton all'anno con investimenti ridotti, in funzione dell'economicità degli oli vegetali grezzi.

Per quanto riguarda gli **investimenti del Gruppo**, si prevede nel 2022 un ammontare di investimenti pari a 150 milioni di Euro. In particolare, nel segmento Industrial & Marketing sono previsti investimenti pari a 123 milioni di Euro necessari, dopo il contenimento della spesa che ha interessato il 2021, a un mantenimento del livello di efficienza e competitività degli impianti della raffineria. Nel segmento Renewable sono previsti investimenti pari a 27 milioni di Euro da destinare principalmente alla realizzazione del parco fotovoltaico di 80MW nell'area di Macchiareddu.

Infine, in merito all'andamento atteso della **Posizione Finanziaria Netta del Gruppo**, nel 2022, sulla base delle ipotesi descritte e oggi soggette all'elevata volatilità dei mercati, era stato previsto un livello di indebitamento in parziale riduzione rispetto a quello di fine esercizio 2021. In tale contesto, la riduzione dei prezzi dell'energia elettrica e il miglioramento dei margini di raffinazione avrebbe consentito un progressivo rientro dell'indebitamento in ragione anche del piano di sviluppo in ambito Renewables. I recenti accadimenti di natura geopolitica non consentono di prevedere le evoluzioni dello scenario né tantomeno di quantificare con attendibilità gli impatti di breve termine, pur venendo a determinare da una parte un impatto positivo ad oggi non quantificabile sui margini e sul capitale circolante per effetto dell'apprezzamento dei grezzi e dei prodotti petroliferi, e dall'altra un impatto negativo derivato dai maggiori costi energetici.

Per proseguire il percorso di sviluppo sostenibile del Gruppo, ed in linea con la strategia ESG, Saras ha aggiornato i propri obiettivi (KPI) ambientali, sociali e di governance ed i relativi target per l'esercizio 2022. Tali indicatori di performance si sono infatti dimostrati, negli scorsi anni, strumenti preziosi per mantenere l'organizzazione focalizzata e per misurare regolarmente i progressi compiuti in ciascuno degli ambiti individuati.

A titolo esemplificativo, si ricorda che i principali indicatori fanno riferimento a:

- Emissioni di gas greenhouse (GHG) e degli inquinanti nell'aria
- Incremento dell'efficienza energetica
- Riduzione nel consumo idrico da consorzio industriale
- Riduzione nella produzione di rifiuti
- Co-processing di oli vegetali presso la raffineria
- Incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili
- Riduzione dell'indice di frequenza degli infortuni
- Formazione regolare dei dipendenti del Gruppo
- Promozione della diversità di genere
- Audit sull'attuazione del Sistema di Controllo Interno del Gruppo
- Engagement con gli stakeholder (esterni ed interni)

Fatti di rilievo dopo la chiusura dell'esercizio 2021

Come riferito nel comunicato stampa del 26 febbraio 2022, il Gruppo segnala che, da notizia apparsa su un quotidiano locale, risulta che la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Cagliari ha formulato la richiesta di rinvio a giudizio dei dirigenti e di Saras coinvolti nelle indagini relative all'acquisto di grezzo di origine curda, già rese note in precedenti comunicati stampa. Ad oggi nessun atto in tal senso è stato notificato agli interessati. Saras conferma in ogni caso la piena estraneità della Società e dei dirigenti coinvolti a qualunque condotta illecita, e la piena fiducia nell'operato dell'autorità giudiziaria.

Come noto nel corso del mese di febbraio 2022 è esploso il conflitto militare russo-ucraino a seguito dell'invasione da parte dell'esercito russo del territorio sovrano ucraino. Lo stato di tensione generato sul piano politico-militare e le conseguenti sanzioni economiche adottate da parte della comunità internazionale nei confronti della Russia, hanno determinato effetti e turbolenze significative sui mercati globalizzati, sia sul fronte finanziario sia sul fronte dei prezzi e dell'export di materie prime, ciò in considerazione del significativo ruolo che Russia e Ucraina assumono nello scacchiere economico internazionale.

Il Gruppo conferma di non disporre di attività produttive o personale dislocato in Russia, in Ucraina o in paesi geopoliticamente allineati e di aver interrotto i rapporti commerciali e/o finanziari con tali Paesi. Non si rilevano restrizioni materialmente rilevanti nell'esecuzione di transazioni finanziarie per il tramite del sistema bancario, anche a seguito dell'esclusione della Russia dal sistema internazionale di pagamento swift. Tuttavia, in un mercato già caratterizzato da restrizioni nel mercato dell'oil&gas, non è escluso che la situazione di tensione politico-economico indotta dal conflitto in essere possa esacerbare tali difficoltà e ripercuotersi, in una forma ad oggi non stimabile né prevedibile, sulla capacità di approvvigionarsi del Gruppo. Ad oggi la Società non è in grado di stimare eventuali effetti negativi materiali sulle prospettive economico, finanziarie e patrimoniali degli anni successivi qualora la situazione dovesse prolungarsi significativamente.

Convocazione Assemblea

Il Consiglio di Amministrazione ha conferito mandato al Presidente per convocare l'Assemblea ordinaria e degli azionisti in prima convocazione il 27 aprile 2022 - come altresì indicato nel calendario degli eventi societari per l'esercizio 2022. L'avviso di convocazione dell'assemblea e la documentazione inerente saranno pubblicati nei termini e secondo le modalità previste dalla disciplina di legge e di regolamento vigente.

PROSPETTI DI BILANCIO CONSOLIDATO GRUPPO

Situazione Patrimoniale - Finanziaria Consolidata: al 31 dicembre 2021

Migliaia di Euro	31/12/2021	31/12/2020
ATTIVITÀ		
Attività correnti	2.284.904	1.841.050
Disponibilità liquide ed equivalenti	366.680	558.997
Altre attività finanziarie	115.268	153.677
Crediti commerciali	546.511	256.641
<i>di cui con parti correlate:</i>	88	87
Rimanenze	1.169.172	737.389
Attività per imposte correnti	32.954	14.289
Altre attività	54.319	120.057
Attività non correnti	1.414.691	1.529.138
Immobili, impianti e macchinari	1.227.395	1.310.794
Attività immateriali	41.510	47.225
Diritto di utilizzo di attività in leasing	44.585	42.801
Altre partecipazioni	507	502
Attività per imposte anticipate	96.555	121.844
Altre attività finanziarie	4.139	5.972
Totale attività	3.699.595	3.370.188
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti	2.683.506	1.676.426
Passività finanziarie a breve termine	928.683	611.441
Debiti commerciali e altri debiti	1.580.564	916.594
Passività per imposte correnti	110.397	80.499
Altre passività	63.862	67.892
Passività non correnti	222.371	909.240
Passività finanziarie a lungo termine	51.845	652.064
Fondi per rischi e oneri	159.718	244.165
Fondi per benefici ai dipendenti	6.883	8.901
Passività per imposte differite	3.734	3.730
Altre passività	191	380
Totale passività	2.905.877	2.585.666
PATRIMONIO NETTO		
Capitale sociale	54.630	54.630
Riserva legale	10.926	10.926
Altre riserve	718.828	994.482
Risultato netto	9.334	(275.516)
Totale patrimonio netto di competenza della controllante	793.718	784.522
Interessenze di pertinenza di terzi	-	-
Totale patrimonio netto	793.718	784.522
Totale passività e patrimonio netto	3.699.595	3.370.188

Conto Economico Consolidato e Conto Economico Complessivo Consolidato: 1 gennaio – 31 dicembre 2021

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO PER I PERIODI 1 GENNAIO - 31 DICEMBRE 2021

Migliaia di Euro	1 GENNAIO 31 DICEMBRE 2021	di cui non ricorrente	1 GENNAIO 31 DICEMBRE 2020	di cui non ricorrente
Ricavi della gestione caratteristica	8.561.324		5.184.875	
Altri proventi	75.124		157.409	
<i>di cui con parti correlate:</i>	159		199	
Totale ricavi	8.636.448	0	5.342.284	0
Acquisti per materie prime, sussidiarie e di consumo	(7.183.639)		(4.745.491)	
Prestazioni di servizi e costi diversi	(1.033.218)		(520.375)	
<i>di cui con parti correlate:</i>	1.075		517	
Costo del lavoro	(142.570)		(163.497)	
Ammortamenti e svalutazioni	(198.525)		(254.032)	
Totale costi	(8.557.952)	0	(5.683.395)	0
Risultato operativo	78.496	0	(341.111)	0
Proventi finanziari	64.217		68.601	
Oneri finanziari	(110.505)		(82.419)	
Risultato prima delle imposte	32.208	0	(354.929)	0
Imposte sul reddito	(22.874)		79.413	
Risultato netto	9.334	0	(275.516)	0
Risultato netto attribuibile a:				
Soci della controllante	9.334		(275.516)	
Interessenze di pertinenza di terzi	0		0	
Risultato netto per azione - base (centesimi di Euro)	0,99		(29,25)	
Risultato netto per azione - diluito (centesimi di Euro)	0,99		(29,25)	

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO CONSOLIDATO PER I PERIODI 1 GENNAIO - 31 DICEMBRE 2021

Migliaia di Euro	1 GENNAIO 31 DICEMBRE 2021	1 GENNAIO 31 DICEMBRE 2020
Risultato netto (A)	9.334	(275.516)
Componenti dell'utile complessivo che potranno essere successivamente riclassificati nell'utile (perdita) dell'esercizio		
Effetto traduzione bilanci in valuta estera	(751)	(466)
Componenti dell'utile complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile (perdita) dell'esercizio		
Effetto attuariale IAS 19 su T.F.R.		(215)
Altri utili / (perdite), al netto dell'effetto fiscale (B)	(751)	(681)
Risultato netto complessivo consolidato (A + B)	8.583	(276.197)
Risultato netto complessivo consolidato attribuibile a:		
Soci della controllante	8.583	(276.197)
Interessenze di pertinenza di terzi	0	0

Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto Consolidato: al 31 dicembre 2021

Migliaia di Euro	Capitale Sociale	Riserva Legale	Altre Riserve	Utile (Perdita) esercizio	Totale patrimonio netto di competenza della controllante	Interessenze di pertinenza di terzi	Totale patrimonio netto
Saldo al 31/12/219	54.630	10.926	967.129	26.154	1.058.839	0	1.058.839
Destinazione risultato esercizio precedente			26.154	(26.154)	0		0
Distribuzione Dividendi			0		0		0
Effetto traduzione bilanci in valuta			(466)		(466)		(466)
Effetto attuariale IAS 19			(215)		(215)		(215)
Riserva per piano azionario			1.880		1.880		1.880
Risultato netto				(275.516)	(275.516)		(275.516)
<i>Risultato netto complessivo</i>			<i>(466)</i>	<i>(276.197)</i>	<i>276.197</i>	<i>0</i>	<i>276.197</i>
Saldo al 31/12/2020	54.630	10.926	994.482	(275.516)	784.522	0	784.522
Destinazione risultato esercizio precedente			(275.516)	275.516	0		0
Effetto traduzione bilanci in valuta			(751)		(751)		(751)
Effetto attuariale IAS 19			613		613		613
Risultato netto				9.334	9.334		9.334
<i>Risultato netto complessivo</i>			<i>(751)</i>	<i>9.334</i>	<i>8.583</i>	<i>0</i>	<i>8.583</i>
Saldo al 31/12/2021	54.630	10.926	718.828	9.334	793.718	0	793.718

Rendiconto Finanziario Consolidato: al 31 dicembre 2021

Migliaia di Euro	1/1/2021- 31/12/2021	1/1/2020- 30/11/2020
A - Disponibilità liquide iniziali	558.997	431.463
B - Flusso monetario da (per) attività operativa		
Risultato netto	9.334	(275.516)
Differenze cambio non realizzate su c/c bancari	(14.178)	(3.082)
Ammortamenti e svalutazioni di immobilizzazioni	198.525	254.032
Variazione netta fondi per rischi	(84.447)	49.887
Variazione netta dei fondi per benefici ai dipendenti	(2.018)	(957)
Variazione netta passività per imposte differite e attività per imposte anticipate	25.293	(90.735)
Interessi netti	19.708	(1.239)
Imposte sul reddito accantonate	(2.419)	11.322
Variazione FV derivati	9.117	39.875
Altre componenti non monetarie	(138)	1.199
Utile (perdita) dell'attività di esercizio prima delle variazioni del capitale circolante	158.778	(15.214)
(Incremento) / Decremento dei crediti commerciali	(289.870)	94.898
(Incremento) / Decremento delle rimanenze	(431.783)	303.453
Incremento / (Decremento) dei debiti commerciali e altri debiti	663.970	(732.142)
Variazione altre attività correnti	47.073	107.574
Variazione altre passività correnti	28.287	(25.062)
Interessi incassati	47	1.239
Interessi pagati	(19.755)	0
Variazione altre passività non correnti	(190)	(25.724)
Totale (B)	156.557	(290.978)
C - Flusso monetario da (per) attività di investimento		
(Investimenti) in immobilizzazioni materiali ed immateriali	(100.050)	(252.327)
(Investimenti) in Diritto di utilizzo di attività in leasing	(11.146)	(2.064)
(Incremento) / Decremento altre attività finanziarie e altre partecipazioni	97.889	(10.136)
Variazione delle attività non correnti destinate alla dismissione	0	7.038
Totale (C)	(13.307)	(257.489)
D - Flusso monetario da (per) attività di finanziamento		
Incremento / (Decremento) debiti finanziari a m/l termine	(600.219)	397.360
Incremento / (Decremento) debiti finanziari a breve termine	250.473	275.559
Totale (D)	(349.746)	672.919
E - Flusso monetario del periodo (B+C+D)	(206.496)	124.452
Differenze cambio non realizzate su c/c bancari	14.178	3.082
F - Disponibilità liquide finali	366.679	558.997

PROSPETTI DI BILANCIO SEPARATO SARAS SPA

Saras SpA Situazione Patrimoniale – Finanziaria:
al 31 dicembre 2021

Migliaia di Euro	31/12/2021	31/12/2020
ATTIVITÀ		
Attività correnti	2.604.079	1.973.874
Disponibilità liquide ed equivalenti	301.172	517.620
Altre attività finanziarie	682.332	611.182
<i>di cui con parti correlate:</i>	639.131	551.187
Crediti commerciali	585.847	241.048
<i>di cui con parti correlate:</i>	409.440	181.300
Rimanenze	990.348	585.398
Attività per imposte correnti	17.584	7.602
Altre attività	26.796	11.024
<i>di cui con parti correlate:</i>	4239	0
Attività non correnti	533.980	725.299
Immobili, impianti e macchinari	8.591	9.511
Attività immateriali	2.390	2.727
Diritto di utilizzo di attività in leasing	3.466	5.284
Partecipazioni valutate al costo	496.412	684.713
Altre partecipazioni	500	495
Attività per imposte anticipate	19.577	19.191
Altre attività finanziarie	3.044	3.378
Totale attività	3.138.059	2.699.173
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti	2.470.723	1.462.504
Passività finanziarie a breve termine	861.056	640.469
<i>di cui con parti correlate:</i>	55.825	417.267
Debiti commerciali e altri debiti	1.404.987	731.957
<i>di cui con parti correlate:</i>	287.600	117.311
Passività per imposte	71.091	67.011
Altre passività	133.589	23.067
<i>di cui con parti correlate:</i>	119.326	12.398
Passività non correnti	18.398	621.245
Passività finanziarie a lungo termine	10.808	612.199
Fondi per rischi e oneri	5.914	7.060
Fondi per benefici ai dipendenti	1.676	1.986
Passività per imposte differite	0	0
Altre passività	0	0
Totale passività	2.489.121	2.083.749
PATRIMONIO NETTO		
Capitale sociale	54.630	54.630
Riserva legale	10.926	10.926
Altre riserve	553.324	615.066
Risultato netto	30.058	(65.198)
Totale patrimonio netto	648.938	615.424
Totale passività e patrimonio netto	3.138.059	2.699.173

Saras SpA Conto Economico e Conto Economico Complessivo: 1 gennaio – 31 dicembre 2021

SARAS S.p.A. - CONTI ECONOMICI PER L' ESERCIZIO 1 GENNAIO - 31 DICEMBRE 2021 (migliaia di €)

Migliaia di Euro	1 GENNAIO 31 DICEMBRE 2021	di cui non ricorrente	1 GENNAIO 31 DICEMBRE 2020	di cui non ricorrente
Ricavi della gestione caratteristica	7.592.114		4.658.299	
<i>di cui con parti correlate:</i>	823.364		534.707	
Altri proventi	53.270		65.142	
<i>di cui con parti correlate:</i>	37711		40.694	
Totale ricavi	7.645.384	0	4.723.441	0
Acquisti per materie prime, sussidiarie e di consumo	(6.657.398)		(4.369.592)	
<i>di cui con parti correlate:</i>	(1.170.357)		(851.248)	
Prestazioni di servizi e costi diversi	(609.542)		(376.183)	
<i>di cui con parti correlate:</i>	(277.257)		(217.155)	
Costo del lavoro	(35.281)		(38.200)	(3.912)
Ammortamenti e svalutazioni	(4.808)		(5.879)	
Totale costi	(7.307.029)	0	(4.789.854)	(3.912)
Risultato operativo	338.355	0	(66.413)	(3.912)
			(60.534)	
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	(188.301)		(15.620)	
<i>di cui con parti correlate:</i>	(188.301)		(15.620)	
Proventi finanziari	80.013		70.597	
<i>di cui con parti correlate:</i>	10.377		7.760	
Oneri finanziari	(103.169)		(71.459)	
<i>di cui con parti correlate:</i>	(11)		(77)	
Risultato prima delle imposte	126.898	0	(82.895)	(3.912)
Imposte sul reddito	(96.840)		17.697	939
Risultato netto	30.058	0	(65.198)	(2.973)

SARAS S.p.A. - CONTI ECONOMICI PER L' ESERCIZIO 1 GENNAIO - 31 DICEMBRE 2021 (migliaia di €)

	1 GENNAIO 31 DICEMBRE 2021	1 GENNAIO 31 DICEMBRE 2020
Risultato netto (A)	30.058	(65.198)
Componenti dell'utile complessivo che potranno essere successivamente riclassificati nell'utile (perdita) dell'esercizio		
Componenti dell'utile complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile (perdita) dell'esercizio		
Effetto attuariale IAS 19 su T.F.R.	(142)	(53)
Altri utili / (perdite), al netto dell'effetto fiscale (B)	(142)	(53)
Risultato netto complessivo (A + B)	29.916	(65.251)
Risultato complessivo consolidato di periodo attribuibile a:		
Soci della controllante		(65.251)
Interessenze di pertinenza di terzi		0

Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto di Saras SpA: al 31 dicembre 2021

Migliaia di Euro	Capitale Sociale	Riserva Legale	Altre Riserve	Utile (Perdita) esercizio	Totale patrimonio netto
Saldo al 31/12/2019	54.630	10.926	535.736	77.503	678.795
Periodo 1/1/2020 - 31/12/2020					
Destinazione risultato esercizio precedente			77.503	(77.503)	0
Distribuzione Dividendi			0		0
Riserva per piano azionario dipendenti			1.880		1.880
Effetto attuariale IAS 19			(53)		(53)
Effetto F.T.A. IFRS 9					0
Risultato netto				(65.198)	(65.198)
<i>Risultato netto complessivo</i>			<i>(53)</i>	<i>(65.198)</i>	<i>(65.251)</i>
Saldo al 31/12/2020	54.630	10.926	615.066	(65.198)	615.424
Periodo 1/1/2021 - 31/12/2021					
Destinazione risultato esercizio precedente			(65.198)	65.198	0
Riserva per piano azionario dipendenti			3.598		3.598
Effetto attuariale IAS 19			(142)		(142)
Risultato netto				30.058	30.058
<i>Risultato netto complessivo</i>			<i>(142)</i>	<i>30.058</i>	<i>29.916</i>
Saldo al 31/12/2021	54.630	10.926	553.324	30.058	648.938

Saras SpA Rendiconto Finanziario: al 31 dicembre 2021

Migliaia di Euro	1/1/2021 - 31/12/2021	1/1/2020 - 31/12/2020
A - Disponibilità liquide iniziali	517.620	271.637
B - Flusso monetario da (per) attività dell'esercizio		
Risultato netto	30.058	(65.198)
Differenze cambio non realizzate su c/c bancari	(6.438)	(3.082)
Ammortamenti e svalutazioni di immobilizzazioni	4.808	5.879
Accantonamento fondo svalutazione crediti	5.552	0
(Proventi) oneri netti su partecipazioni	188.301	15.620
<i>di cui con parti correlate:</i>	188.301	15.620
Variazione netta fondi per rischi	(1.146)	5.364
Variazione netta dei fondi per benefici ai dipendenti	(310)	(370)
Variazione netta passività per imposte differite e attività per imposte anticipate	(386)	(20.972)
Interessi netti	5.308	4.034
Imposte sul reddito accantonate	97.226	50.202
Variazione FV attività finanziarie negoziabili e passività finanziarie	9.003	38.609
Altre componenti non monetarie	3.456	1.827
Utile (perdita) dell'attività di esercizio prima delle variazioni monetarie e non monetarie del capitale circolante	335.433	31.913
(Incremento) Decremento dei crediti commerciali	(350.351)	85.597
<i>di cui con parti correlate:</i>	(228.140)	(68.101)
(Incremento) Decremento delle rimanenze	(404.950)	273.506
Incremento (Decremento) dei debiti commerciali e altri debiti	673.030	(502.224)
<i>di cui con parti correlate:</i>	(170.289)	(24.020)
Variazione altre attività correnti	(25.754)	52.930
<i>di cui con parti correlate:</i>	(4.239)	0
Variazione altre passività correnti	17.376	15.506
<i>di cui con parti correlate:</i>	(106.928)	10.396
Interessi incassati	10.368	8.938
<i>di cui con parti correlate:</i>	10.377	7.760
Interessi pagati	(15.676)	(12.972)
<i>di cui con parti correlate:</i>	(11)	(77)
Imposte sul reddito pagate	0	(69.346)
Variazione altre passività non correnti	0	0
Totale (B)	239.475	(116.152)
C - Flusso monetario da (per) attività di investimento		
(Investimenti netti) in immobilizzazioni materiali ed immateriali	(1.733)	(1.410)
Variazione partecipazioni	(5)	(3.100)
(Incremento) / diminuzione altre attività finanziarie	(50.437)	(372.644)
Totale (C)	(52.175)	(377.154)
D - Flusso monetario da (per) attività di finanziamento		
Incremento / (diminuzione) debiti finanziari a m/l termine	(285.040)	397.777
Incremento / (diminuzione) debiti finanziari a breve termine	(125.146)	338.430
<i>di cui con parti correlate:</i>	(361.442)	350.116
Totale (D)	(410.186)	736.207
E - Flusso monetario del periodo (B+C+D)	(222.886)	242.901
Differenze cambio non realizzate su c/c bancari	6.438	3.082
F - Disponibilità liquide finali	301.172	517.620