



## Il Consiglio di Amministrazione di Saras S.p.A. approva il Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2023<sup>1</sup>

- **EBITDA reported di Gruppo solido a 582,9 milioni di Euro in 9M'23 (1.054,4 milioni di Euro in 9M'22)**, con uno scenario positivo e *crack margins* superiori ai livelli storici. **EBITDA reported di Gruppo pari a 300,9 milioni di Euro in Q3'23 (365,9 milioni di Euro in Q3'22)**
- **RISULTATO Netto reported di Gruppo pari a 273,6 milioni di Euro in 9M'23 (347,2 milioni di Euro in 9M'22) e pari a 151,2 milioni di euro in Q3'23 (54,7 milioni di euro in Q3'22)**
- **EBITDA comparable di Gruppo pari a 559,6 milioni di Euro in 9M'23 (817,0 milioni di Euro in 9M'22) e pari a 247,2 milioni di Euro in Q3'23 (296,4 milioni di Euro in Q3'22)** per gli effetti descritti a livello di risultati *reported*, escluso l'effetto negativo dello scenario sulle valutazioni degli inventari
- **RISULTATO Netto comparable di Gruppo pari a 260,7 milioni di Euro in 9M'23 (449,7 milioni di Euro in 9M'22), e pari a 121,0 milioni di euro in Q3'23 (149,3 milioni di Euro in Q3'22)**
- **Posizione Finanziaria Netta ante IFRS16 al 30 settembre 2023 positiva per 194,5 milioni di Euro (positiva per 268,6 milioni di Euro al 31 dicembre 2022).**

**Milano, 8 novembre 2023:** il Consiglio di Amministrazione di Saras SpA (di seguito "la Società") si è riunito oggi sotto la presidenza del Dott. Massimo Moratti e ha approvato il Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2023 non sottoposto a revisione contabile. Si evidenzia che il Resoconto è redatto su base volontaria, nel rispetto della Direttiva 2013/50/UE, recepita con il D.lgs. 15 febbraio 2016, n.25 che ha abrogato l'obbligo di predisposizione dei Resoconti intermedi di gestione, al fine di garantire continuità con le precedenti informative periodiche trimestrali.

## Principali risultati finanziari e operativi di Gruppo

Milioni di Euro	9M 2023	9M 2022	Var %	Q3/23	Q3/22	Var %
RICAVI	8.468	11.965	-29%	3.051	4.266	-28%
EBITDA reported	582,9	1.054,4	-45%	300,9	365,9	-18%
<b>EBITDA comparable</b>	<b>559,6</b>	<b>817,0</b>	<b>-32%</b>	<b>247,2</b>	<b>296,4</b>	<b>-17%</b>
EBIT reported	438,0	913,2	-52%	250,4	317,5	-21%
<b>EBIT comparable</b>	<b>414,7</b>	<b>675,8</b>	<b>-39%</b>	<b>196,7</b>	<b>248,0</b>	<b>-21%</b>
RISULTATO NETTO reported	273,6	347,2	-21%	151,2	54,7	176%
<b>RISULTATO NETTO comparable</b>	<b>260,7</b>	<b>449,7</b>	<b>-42%</b>	<b>121,0</b>	<b>149,3</b>	<b>-19%</b>

EUR million	9M 2023	9M 2022	Change %	Q3/23	Q3/22	Change %
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI	187,0	66,4	181%	43,8	15,5	182%

EUR million	30-set-23	30-giu-23	31-dic-22
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ANTE IFRS 16	194,5	73,5	268,6
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA POST IFRS 16	158,7	36,1	227,5

<sup>1</sup> Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Ing. Fabio Peretti, 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.

## 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 del mercato, in linea con la prassi consolidata del settore petrolifero, i risultati a livello operativo e a livello di Risultato Netto *comparable* (misure non contabili elaborate nella presente relazione sulla gestione) sono esposti valutando gli inventari sulla base della metodologia FIFO escludendo però gli utili e le perdite su inventari non realizzate derivanti dalle variazioni di scenario. Queste sono 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 *comparable*, 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).

## Impatti del conflitto russo-ucraino

I risultati dei primi nove mesi del 2023 si inseriscono in un contesto di mercato petrolifero volatile e ancora influenzato - se pur in misura inferiore rispetto al 2022 - dalle conseguenze del conflitto russo ucraino. I margini dei principali prodotti distillati si sono infatti mantenuti in media elevati e superiori ai valori storici, evidenziando la permanente pressione sui prezzi causata dall'assenza di importazioni dalla Russia, principale fornitore di distillati medi all'Europa sino allo scoppio del conflitto, in un contesto caratterizzato da scarsa capacità di raffinazione inutilizzata, sia in Europa sia in USA. Il crack spread del diesel nei primi nove mesi del 2023 ha registrato una media di 26,2 \$/bbl (35,3 \$/bbl nello stesso periodo del 2022), mostrando una parziale normalizzazione rispetto ai livelli record registrati nel 2022. Tale effetto è stato determinato in primo luogo da un progressivo aumento dell'offerta dai paesi asiatici che non hanno aderito alle sanzioni, in particolare Cina, India e Turchia, e secondariamente, da un rallentamento della domanda del settore industriale nei principali paesi dell'area OECD, conseguente alle politiche restrittive adottate dalle banche centrali a contegno dei crescenti livelli di inflazione.

Per un maggiore dettaglio sugli impatti del conflitto russo-ucraino si rimanda ai capitoli relativi al Mercato di riferimento e all'Analisi dei Rischi, paragrafo "Rischio di variazioni dei prezzi".

## Commenti ai risultati di Gruppo dei primi nove mesi 2023

**Nei primi nove mesi dell'esercizio 2023 i ricavi del Gruppo sono stati pari a 8.468 milioni di Euro** rispetto ai 11.965 milioni di Euro realizzati nei primi nove mesi dello scorso esercizio. La variazione è da ricondursi prevalentemente al significativo deprezzamento dei principali prodotti petroliferi e alla riduzione del prezzo di vendita dell'energia elettrica (regolato all'interno del Regime di Essenzialità) rispetto al medesimo periodo dello scorso anno. Nello specifico il prezzo medio del diesel nei primi nove mesi del 2023 è stato pari a 808 \$/ton (vs 1.052 \$/ton nel 2022), mentre quello della benzina è stato di 866 \$/ton (vs 1.036 \$/ton nel 2022), il prezzo unico nazionale per la vendita dell'energia elettrica (PUN) è stato 129 €/MWh (vs un prezzo medio di vendita di 323 €/MWh nei primi nove mesi del 2022). In aggiunta all'andamento delle quotazioni dei principali prodotti venduti, nei primi nove mesi del 2023 hanno avuto un effetto negativo anche le minori lavorazioni di raffineria, i minori volumi venduti e la minor produzione di energia elettrica, imputabili sia ai maggiori interventi manutentivi programmati nella prima metà dell'anno, sia ad inefficienze produttive inattese, indotte anche da fenomeni esterni, che hanno inciso sulle produzioni del secondo e del terzo trimestre. Nel terzo trimestre una doppia interruzione di fornitura dell'energia elettrica, non imputabile alla Società, ha generato il blocco completo degli impianti del sito produttivo. Le fasi di riavviamento degli impianti hanno fatto progressivamente emergere alcune criticità, con impatti economici rilevanti anche in considerazione della marginalità disponibile sul mercato.

**L'EBITDA reported di Gruppo dei primi nove mesi del 2023 è stato pari a 582,9 milioni di Euro**, in riduzione rispetto ai 1.054,4 milioni di Euro dei primi nove mesi dell'esercizio 2022. La variazione negativa è da ricondursi in primo luogo al peggioramento dello scenario tra i due periodi dovuto prevalentemente al significativo decremento dei crack del gasolio ed all'indebolimento del dollaro che sono stati in parte compensati dai minori costi di approvvigionamento dei grezzi e dalla riduzione del costo dell'energia elettrica necessaria per il funzionamento degli impianti industriali al netto della quota rimborsata all'interno del Regime dell'Essenzialità. Le performance complessive sono risultate sostanzialmente in linea rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente, nonostante gli impatti negativi di un piano manutentivo più oneroso e le minori ottimizzazioni disponibili sul fronte dell'approvvigionamento dei grezzi. Inoltre, per quanto concerne le dinamiche di prezzo delle commodities sulle rimanenze inventariali oil (al netto dei relativi derivati di copertura), nei primi nove mesi del 2023 queste hanno subito un apprezzamento di 17,9 milioni di Euro rispetto ad un apprezzamento di 167,6 milioni di Euro realizzato nel medesimo periodo del 2022. In ultimo, non si segnalano poste non ricorrenti di pertinenza del periodo rispetto ad una posta positiva di 5,4 milioni di Euro nel 2022. Si segnala infine che l'EBITDA reported dei primi nove mesi del 2023 riflette gli effetti positivi del Decreto Sostegni Ter e successive modifiche rispettivamente a riduzione dei costi energetici per 31,7 milioni di Euro (vs 83,2 milioni di Euro nel 2022) e gli effetti negativi della riduzione dei ricavi di vendita dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (eolico) per 4,9 milioni di Euro (vs 23,1 milioni di Euro nel 2022) dovuta alla limitazione delle tariffe di vendita.

**Il Risultato Netto reported di Gruppo dei primi nove mesi del 2023 è stato pari a 273,6 milioni di Euro**, rispetto ad un valore di 347,2 milioni di Euro conseguito nei primi nove mesi dell'esercizio 2022. In aggiunta a quanto evidenziato a livello di EBITDA tale scostamento è da ricondursi prevalentemente alle minori imposte relative ai primi nove mesi del 2023 rispetto al 2022, che era stato impattato dall'effetto del D.L. n. 21 del 21 marzo 2022 e successive modifiche, la cosiddetta tassazione sugli extra-profitto.

**L'EBITDA comparable di Gruppo dei primi nove mesi del 2023 si è attestato a 559,6 milioni di Euro**, in riduzione rispetto agli 817,0 milioni di Euro conseguiti nei primi nove mesi del 2022. Tale risultato, rispetto all'EBITDA reported, non include il sopracitato apprezzamento delle rimanenze inventariali oil tra inizio e fine periodo, include gli impatti dei derivati su cambi ed esclude le poste non ricorrenti. Il risultato, in riduzione rispetto ai primi nove mesi del 2022, si compone di uno scostamento negativo sia nel segmento "Industrial & Marketing" che nel segmento "Renewables", come verranno meglio declinati nella sezione "Analisi dei Segmenti".

**Il Risultato Netto comparable di Gruppo dei primi nove mesi del 2023 è stato pari a 260,7 milioni di Euro**, in riduzione rispetto ai 449,7 milioni di Euro nel medesimo periodo dell'esercizio precedente, per effetto degli stessi fenomeni descritti per il Risultato Netto reported. Si ricorda che tra le poste non ricorrenti del Risultato Netto comparable del 2022 non era incluso l'impatto della tassazione sugli extra-profitto.

**Gli investimenti nei primi nove mesi del 2023 sono stati pari a 187,0 milioni di Euro** superiori rispetto ai primi nove mesi del 2022 (pari a 66,4 milioni di Euro); tale incremento è riconducibile sia al segmento "Industrial & Marketing".

## Commenti ai risultati di Gruppo del terzo trimestre 2023

**Nel terzo trimestre 2023 i ricavi del Gruppo sono stati pari a 3.051 milioni di Euro**, in riduzione rispetto ai 4.266 milioni di Euro realizzati nel medesimo periodo dello scorso esercizio. Il significativo decremento è dovuto in primis alla riduzione delle quotazioni dei principali prodotti petroliferi e del prezzo di vendita dell'energia elettrica (regolato all'interno del Regime di Essenzialità). Nello specifico, nel terzo trimestre del 2023 il prezzo medio del diesel è stato pari a 881 \$/ton (vs 1.065 \$/ton nel terzo trimestre del 2022), il prezzo medio della benzina è stato pari a 933 \$/ton (vs 957 \$/ton nel terzo trimestre del 2022), il

prezzo unico nazionale per la vendita dell'energia elettrica (PUN) è stato 113 €/MWh (vs 472 €/MWh nel terzo trimestre del 2022).

Oltre che dall'effetto prezzo, i ricavi del terzo trimestre 2023 sono stati influenzati dai minori volumi prodotti e venduti: nello specifico le lavorazioni di raffinazione sono state pari a 24,4 milioni di barili (vs 25,4 milioni di barili nel terzo trimestre del 2022), le produzioni di energia elettrica non rinnovabile sono state pari a 958 GWh (vs 1.145 GWh nel terzo trimestre del 2022). Tali riduzioni sono da ricondursi agli effetti della doppia interruzione di fornitura dell'energia elettrica, non imputabile alla Società, che ha generato il blocco completo degli impianti del sito ed ai successivi mal funzionamenti precedentemente descritti.

**L'EBITDA reported di Gruppo nel terzo trimestre del 2023 è stato pari a 300,9 milioni di Euro**, in riduzione rispetto ai 365,9 milioni di Euro del terzo trimestre del 2022. Tale variazione negativa è da ricondursi prevalentemente alle peggiori condizioni di scenario caratterizzato da un decremento dei crack del diesel parzialmente compensato dagli effetti positivi dell'aumento di quello della benzina e dal decremento dei costi energetici per effetto della riduzione del prezzo unico nazionale. Le performance sono state complessivamente superiori rispetto a quelle dello scorso anno, prevalentemente per una migliore performance commerciale, che non ha subito gli impatti dell'elevata backwardation registrata nel 2022 che ha più che compensato le peggiori performance produttive. Per quanto concerne le dinamiche di prezzo delle commodities sulle rimanenze inventariali oil (al netto dei relativi derivati di copertura) queste hanno beneficiato di un apprezzamento di 41,9 milioni di Euro rispetto ad un apprezzamento di 44,2 milioni di Euro realizzato nel medesimo periodo del 2022. Nel terzo trimestre del 2023 non si segnalano poste non ricorrenti di pertinenza del periodo rispetto ad una posta positiva di 2,0 milioni di Euro nel 2022. Si segnala infine che l'EBITDA reported del 2023 non include effetti legati al Decreto Sostegni Ter e successive modifiche e alla Legge di Bilancio 2023 in quanto non più attivi. Si ricorda che il Decreto Sostegni Ter nel terzo trimestre del 2022 aveva ridotto i costi energetici di 43,1 milioni di Euro ed i ricavi di vendita dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (eolico) di 8,3 milioni di Euro.

**Il Risultato Netto reported di Gruppo nel terzo trimestre del 2023 è stato di 151,2 milioni di Euro**, rispetto ad un valore di 54,7 milioni di Euro conseguito nel terzo trimestre dell'esercizio 2022. In aggiunta a quanto evidenziato a livello di EBITDA tale scostamento è da ricondursi prevalentemente alle minori imposte relative al terzo trimestre 2023 rispetto al 2022, che era stato impattato dall'effetto del D.L. n. 21 del 21 marzo 2022 e successive modifiche, la cosiddetta tassazione sugli extra-profitti.

**L'EBITDA comparable di Gruppo nel terzo trimestre del 2023 si è attestato a 247,2 milioni di Euro**, in decremento rispetto ai 296,4 milioni di Euro conseguiti nel terzo trimestre del 2022. Tale risultato, rispetto all'EBITDA reported, non include il sopracitato apprezzamento delle rimanenze inventariali oil tra inizio e fine periodo, ma include gli impatti dei derivati su cambi ed esclude le poste non ricorrenti. Il risultato, in decremento rispetto al terzo trimestre del 2022, è da ricondursi ad uno scostamento negativo sia nel segmento "Industrial & Marketing" che nel segmento "Renewables", come verranno meglio declinati nella sezione "Analisi dei Segmenti".

**Il Risultato Netto comparable di Gruppo è stato di 121,0 milioni di Euro**, in decremento rispetto al valore di 149,3 milioni di Euro conseguiti nel terzo trimestre del 2022 per effetto degli stessi fenomeni descritti per il Risultato Netto Reported, al netto dell'effetto positivo dello scenario sulle differenze inventariali tra inizio e fine periodo. Come già citato nei commenti ai nove mesi, si ricorda che tra le poste non ricorrenti del Risultato Netto comparable del 2022 non era incluso l'impatto della tassazione sugli extra-profitti.

**Gli investimenti nel terzo trimestre 2023 sono stati pari a 43,8 milioni di Euro** superiori rispetto ai livelli del terzo trimestre del 2022 (pari a 15,5 milioni di Euro); tale incremento è riconducibile sia al segmento "Industrial & Marketing".

### Calcolo dell'EBITDA *comparable*

Milioni di Euro	9M 2023	9M 2022	Q3/23	Q3/22
<b>EBITDA reported</b>	<b>582,9</b>	<b>1.054,4</b>	<b>300,9</b>	<b>365,9</b>
Utili / (perdite) su inventari e su derivati di copertura degli inventari	(17,9)	(167,6)	(41,9)	(44,2)
Derivati su cambi	(5,4)	(75,2)	(11,8)	(27,0)
Poste non ricorrenti	-	5,4	-	1,7
<b>EBITDA comparable</b>	<b>559,6</b>	<b>817,0</b>	<b>247,2</b>	<b>296,4</b>

### Calcolo del Risultato Netto *comparable*

Milioni di Euro	9M 2023	9M 2022	Q3/23	Q3/22
<b>RISULTATO NETTO reported</b>	<b>273,6</b>	<b>347,2</b>	<b>151,2</b>	<b>54,7</b>
Utili e (perdite) su inventari e su derivati di copertura degli inventari al netto delle imposte	(12,9)	(120,8)	(30,3)	(31,8)
Poste non ricorrenti al netto delle imposte	0,0	223,4	-	126,4
<b>RISULTATO NETTO Comparable</b>	<b>260,7</b>	<b>449,7</b>	<b>121,0</b>	<b>149,3</b>

## Posizione Finanziaria Netta

La Posizione Finanziaria Netta al 30 settembre 2023, ante effetti dell'applicazione dell'IFRS 16, è risultata positiva per 194,5 milioni di Euro, rispetto alla posizione positiva per 268,6 milioni di Euro riportata al 31 dicembre 2022. Inoltre, la Posizione Finanziaria Netta al 30 settembre 2023, post effetti dell'applicazione dell'IFRS 16, è risultata positiva per 158,7 milioni di Euro, rispetto alla posizione positiva per 227,5 milioni di Euro riportata al 31 dicembre 2022.

Nel primi nove mesi del 2023 è stato registrato un assorbimento di cassa pari a 69 milioni di Euro. Tale assorbimento è da ricondursi al pagamento di tasse per complessivi 305 milioni di Euro (inclusi 170 milioni di Euro effetto del D.L. n. 21 del 21 marzo 2022 e successive modifiche, la cosiddetta tassazione sugli extra-profitti), agli investimenti per 187 milioni di Euro, al pagamento di dividendi per 181 milioni di Euro e di interessi e oneri finanziari per 31 milioni di Euro. Tali esborsi sono stati in parte compensati dalla generazione di cassa della gestione operativa pari a 565 milioni di Euro e dalla riduzione del capitale circolante che ha rilasciato 70 milioni di Euro.

In ultimo si segnala che le disponibilità liquide ed equivalenti al 30 settembre 2023 ammontano a 650,4 milioni di Euro.

<b>Milioni di Euro</b>	<b>30-Sep-23</b>	<b>31-Dec-22</b>
Finanziamenti bancari a medio e lungo termine	(313,8)	(401,4)
Prestiti obbligazionari a medio e lungo termine	-	-
Altre passività finanziarie a medio e lungo termine	(3,7)	(4,4)
Altre attività finanziarie a medio e lungo termine	4,0	4,1
<b>Posizione finanziaria netta a medio e lungo termine</b>	<b>(313,5)</b>	<b>(401,7)</b>
Finanziamenti bancari correnti	(118,5)	(118,6)
Quota a breve dei finanziamenti bancari a MLT	-	-
Debiti verso banche per c/c passivi	(13,3)	(12,1)
Altre passività finanziarie a breve termine	(70,6)	(22,3)
Fair value derivati e differenziali netti realizzati	(127,8)	6,6
Altre attività finanziarie	187,7	109,6
Disponibilità liquide ed equivalenti	650,4	707,1
<b>Posizione finanziaria netta a breve termine</b>	<b>508,0</b>	<b>670,3</b>
<b>Totale Posizione Finanziaria Netta ante lease liability ex IFRS 16</b>	<b>194,5</b>	<b>268,6</b>
Debiti finanziari per beni in leasing ex IFRS 16	(35,8)	(41,1)
<b>Totale Posizione Finanziaria Netta post lease liability ex IFRS 16</b>	<b>158,7</b>	<b>227,5</b>

# Mercato di riferimento

## Mercato 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) per quanto riguarda il mercato Europeo, che costituisce il contesto principale in cui opera il segmento Raffinazione del Gruppo Saras.

	Q1/23	Q2/23	Q3/23	9M/23	Q1/22	Q2/22	Q3/22	9M/22
<b>Prezzi e differenziali Grezzo (\$/bbl)</b>								
Brent Dated	81,3	78,4	<b>86,8</b>	<b>82,2</b>	102,5	113,9	<b>100,8</b>	<b>105,7</b>
Diff. Basrah Medium (CIF Med) vs. Brent Dtd	-7,1	-3,7	<b>-1,4</b>	<b>-4,1</b>	-3,2	-2,7	<b>-5,5</b>	<b>-3,8</b>
Diff. Azeri Light (CIF Med) vs. Brent Dtd	+6,2	+4,6	<b>+4,9</b>	<b>+5,2</b>	+4,1	+6,5	<b>+5,9</b>	<b>+5,5</b>
<b>Crack spreads prodotti (\$/bbl)</b>								
Crack spread ULSD	30,6	16,8	<b>31,3</b>	<b>26,2</b>	19,0	44,8	<b>42,0</b>	<b>35,3</b>
Crack spread Benzina	19,2	20,5	<b>24,9</b>	<b>21,5</b>	9,4	31,9	<b>13,7</b>	<b>18,3</b>
<b>Margine di riferimento (\$/bbl)</b>								
EMC Reference margin	10,1	4,2	<b>12,4</b>	<b>8,9</b>	-0,5	16,9	<b>8,6</b>	<b>8,3</b>

Fonte "Platts".

### Quotazioni del Grezzo (Brent Dtd, Basrah Medium, Azeri)

Nei primi nove mesi del 2023 il Brent Dtd ha registrato una quotazione media di **82,2 \$/bbl** (rispetto a una quotazione media di 105,7 \$/bbl nello stesso periodo del 2022).

Nella prima metà dell'anno le quotazioni del Brent Dtd hanno registrato una media di **79,8\$/bbl**, oscillando tra circa 70 e 90\$/bbl, frenate da una parte dai timori legati a un rallentamento della crescita economica globale, dall'altra sostenute dagli annunci di nuovi tagli alla produzione da parte dei paesi dell'Opec+ Russia. Questi ultimi nel mese di aprile hanno aggiunto nuovi tagli a quelli annunciati nei mesi precedenti portando la riduzione complessiva a 1,7Mbbbl/g, a partire dal mese di maggio fino alla fine del 2023. All'inizio di giugno il cartello ha quindi annunciato di voler estendere i tagli a tutto il 2024 mentre l'Arabia Saudita ha deciso un ulteriore inaspettato taglio per 1Mbbbl/g, a partire dal mese di luglio e prorogabile di mese in mese in base alle condizioni del mercato. Tali interventi sono risultati determinanti nell'arginare le spinte ribassiste del mercato, stabilizzando le quotazioni del Brent Dtd.

Nel terzo trimestre le quotazioni hanno registrato un rialzo portandosi a una media di **86,8\$/bbl** (100,8\$/bbl nello stesso trimestre del 2022) in rialzo dell'11% rispetto al trimestre precedente per effetto dei tagli OPEC+ e in particolare per la scelta dell'Arabia Saudita di estendere i propri tagli addizionali sino alla fine del 2023, e per un ulteriore taglio da parte della Russia per circa 0,3Mbbbl/g anche questo previsto sino alla fine dell'anno. Oltre che da tale contesto di offerta ridotta, le quotazioni sono state spinte al rialzo anche dai maggiori consumi della Cina, in particolare riscontrabili nella ripresa del traffico aereo e nel settore petrolchimico, mentre nel periodo estivo l'aumento della domanda è derivato anche da un maggior consumo di petrolio nella generazione di energia elettrica. Infine, nella seconda parte di settembre, le quotazioni hanno registrato un ulteriore rialzo superando i 97\$/bbl, sulla scia di inaspettati cali nelle scorte USA.

Per quanto riguarda i grezzi *sour* (ovvero quelli ad alto tenore di zolfo) si rileva che **nei primi nove mesi dell'anno il Basrah Medium CIF Med ha registrato uno sconto medio rispetto al Brent Dated pari a -4,1\$/bbl** (vs. -3,8\$/bbl nello stesso periodo del 2022).

In particolare, nel primo semestre del 2023 il Basrah Medium CIF Med ha registrato uno sconto medio rispetto al Brent Dated pari a **-5,4\$/bbl** con andamenti diversi nel corso dei due trimestri. Infatti, nel primo trimestre 2023, in continuità con una tendenza iniziata nella seconda metà del 2022, lo sconto si era attestato in media a -7,1\$/bbl come conseguenza del calo degli acquisti da parte dei tradizionali compratori asiatici (in particolare Cina e India), che dopo lo scoppio del conflitto russo-ucraino avevano reindirizzato le loro scelte verso i grezzi russi fortemente scontati. Invece, nel secondo trimestre 2023, i tagli produttivi attuati da OPEC+Russia sui grezzi ad alto contenuto di zolfo, hanno determinato una compressione dello sconto del Basrah, la cui media è stata pari a -3,7\$/bbl. Tale fenomeno si è ulteriormente accentuato **nel terzo trimestre 2023, quando il Basrah Medium CIF Med ha registrato uno sconto medio pari a -1,4\$/bbl** (vs. -5,5\$/bbl in Q3/22).

Per quanto concerne i grezzi "sweet" (a basso tenore di zolfo), **il premio dell'Azeri Light CIF Med rispetto al Brent Dated nei primi nove mesi del 2023 si è attestato a una media di +5,2\$/bbl (+5,5\$/bbl nello stesso periodo del 2022).**

**Nel primo semestre del 2023 il premio dell'Azeri Light CIF Med si era attestato in media a +5,4\$/bbl.** In particolare, nel primo trimestre i grezzi a basso tenore di zolfo avevano registrato un premio robusto, e la media dell'Azeri è stata pari a +6,2\$/bbl, in continuità con una tendenza già emersa nel 2022, grazie al supporto derivante dagli elevati margini di benzina e gasolio. Nel secondo trimestre, il premio della materia a basso zolfo ha risentito della flessione dei distillati medi e, nonostante l'andamento resiliente della benzina, ha registrato una media di +4,6\$/bbl, riavvicinandosi alle medie storiche. Infine, **nel terzo trimestre del 2023 il premio dell'Azeri Light CIF Med si è risollevato a +4,9\$/bbl (+5,9\$/bbl in Q3/22)**, grazie principalmente al recupero dei distillati medi.

#### **"Crack spreads" dei principali prodotti raffinati (differenza tra valore del prodotto e costo del grezzo; valori FOB Med vs Brent Dtd)**

**Il crack della benzina nei primi nove mesi del 2023 ha registrato una media pari a 21,5\$/bbl** (vs. 18,3\$/bbl nei primi nove mesi del 2022), mostrando una significativa forza rispetto alle medie storiche.

**Nella prima metà dell'anno la media del crack della benzina si è attestata a 19,8\$/bbl**, sostenuta, in particolare nel secondo trimestre, dall'elevato livello di consumi della cosiddetta *driving season* nel bacino atlantico che, insieme alla minor produzione dovuta alle manutenzioni effettuate nel periodo primaverile, ha mantenuto le scorte a livelli molto inferiori alle medie storiche. La generalizzata carenza di componenti alto-ottaniche sul mercato ha contribuito a sostenere gli elevati livelli dei crack.

**Nel terzo trimestre il crack della benzina ha registrato un ulteriore rialzo e una media pari a 24,9\$/bbl** (vs. 13,7\$/bbl nel terzo trimestre del 2022). Tale andamento è stato principalmente influenzato dal persistere di limitazioni produttive dovute sia a fermate programmate che a fuori servizio imprevisti, e anche alle elevate temperature estive, che nel bacino del Mediterraneo hanno impedito ad alcune raffinerie di lavorare a piena capacità.

**Il crack del diesel (ULSD) nei primi nove mesi del 2023 ha registrato una media di 26,2\$/bbl**, rispetto alla media di 35,3\$/bbl nello stesso periodo del 2022.

**Nei primi sei mesi la media del crack del diesel si è attestata a 23,7\$/bbl.** In particolare, nel primo trimestre la media è stata pari a +30,6\$/bbl, in ridimensionamento rispetto ai valori estremamente elevati del 2022, a fronte sia di un rallentamento della domanda sia di un'offerta robusta. Nello specifico, la domanda ha risentito di consumi più bassi nel settore industriale e del minor ricorso al gasolio per uso riscaldamento (in un contesto di temperature non particolarmente rigide). La disponibilità di prodotto invece è stata sufficiente a scongiurare il temuto "corto" di mercato, che sarebbe potuto derivare dall'inizio dell'embargo contro la Russia. Infatti, numerosi paesi Europei avevano costituito scorte adeguate. Ed inoltre, vi sono stati importanti flussi di importazioni dai principali paesi asiatici non aderenti all'embargo (India, Cina e Turchia). In seguito, nel secondo trimestre, il crack del diesel è ulteriormente sceso fino a valori in linea con quelli pre-conflitto (circa 10\$/bbl ad aprile), penalizzato da un ulteriore incremento dei volumi di importazione, e dal peggioramento del contesto marco-economico nell'area Euro, duramente colpita dalle pressioni inflazionistiche. Solo a giugno, la ripartenza dell'economia cinese (con una conseguente riduzione delle esportazioni verso l'Europa) e la chiusura provvisoria di un importante porto indiano, hanno consentito al mercato europeo di smaltire le scorte in eccesso, e il crack ULSD si è riportato a circa 20\$/bbl. Nel complesso, la media del secondo trimestre del crack dell'ULSD è stata pari a +16,8\$/bbl.

**Infine, nel terzo trimestre del 2023 il crack del diesel si è nuovamente rafforzato, registrando una media pari a 31,3\$/bbl (42\$/bbl nello stesso periodo del 2022).** La forte ripresa rispetto al trimestre precedente (+86%), è stata causata da una produzione che in Europa non è stata in grado di soddisfare la domanda. Infatti, come già descritto nei commenti per la benzina, vi sono state varie fermate impreviste, e anche una riduzione nelle prestazioni operative delle raffinerie a causa delle elevate temperature registrate nei mesi di luglio e agosto nell'area del Mediterraneo. Inoltre, i tagli produttivi OPEC+ hanno limitato la disponibilità di grezzi ad alto contenuto di zolfo, i cui residui sono usati in carica a taluni impianti di conversione, adibiti a produrre diesel. Ancora, a metà settembre il Governo russo ha bloccato le esportazioni di prodotti petroliferi per calmierarne i prezzi nel mercato domestico (e ciò ha provocato un ulteriore rialzo in Europa del crack ULSD, con valori oltre 40\$/bbl). Infine, anche i consumi di jet fuel hanno supportato i distillati medi, grazie alla ripresa del traffico aereo internazionale nel periodo estivo, in particolare a seguito della riapertura della Cina dopo il lungo periodo di restrizioni Covid.

**Il crack del VLSFO nei primi nove mesi del 2023 ha registrato uno sconto medio di -1,7\$/bbl** (rispetto a un premio medio di +4,5\$/bbl nello stesso periodo del 2022).

**Nei primi sei mesi del 2023 il crack del VLSFO ha registrato uno sconto medio di -1,3\$/bbl.** In particolare, nel primo trimestre, la media si è attestata a -0,2\$/bbl, in apprezzamento rispetto alla fine del 2022, a seguito di minori importazioni dal Medio Oriente per alcune difficoltà operative registrate nella nuova raffineria di Al-Zour (Kuwait). Inoltre, a fronte della forte marginalità della benzina, nel corso del primo trimestre molte raffinerie hanno preferito destinare il residuo Light Sweet al ciclo cracking (FCC) per la produzione di distillati leggeri, piuttosto che utilizzarlo nelle formulazioni VLSFO. Sebbene tale fenomeno abbia trovato

conferma anche nel secondo trimestre, nel mese di aprile si è verificata una marcata flessione del crack VLSFO, la cui media trimestrale si è quindi attestata a -2,4 \$/bbl.

Infine, nel **terzo trimestre il crack VLSFO ha registrato una media di -2,3\$/bbl** (vs. +2,4\$/bbl nel terzo trimestre 2022), in continuità con il trimestre precedente, nonostante un andamento molto altalenante nel periodo. In particolare, la sopra citata preferenza di molte raffinerie per l'utilizzo del residuo LS nel ciclo FCC, ha portato il crack del VLSFO a valori nell'intorno di 0\$/bbl a luglio e agosto. A settembre però, il crack è sceso di quasi 5\$/bbl rispetto al bimestre precedente, a causa dell'incremento improvviso del prezzo del Brent e di una maggiore inerzia del mercato che ha faticato ad adeguarsi.

**Il crack dell'olio combustibile ad alto contenuto di zolfo (HSFO) nei primi nove mesi del 2023 ha registrato una media di -15,1\$/bbl**, (vs. -29,2\$/bbl nei primi nove mesi del 2022).

**Nei primi sei mesi del 2023 il crack dell'HSFO ha registrato una media di -19,4 \$/bbl**, con forti differenze nei due trimestri. Nello specifico, in un contesto depresso per i grezzi ATZ, il crack HSFO ha registrato una media di -25,3\$/bbl nel primo trimestre, nonostante una domanda resiliente da parte delle navi dotate di *scrubber* (che consente l'utilizzo di HSFO a scapito del più costoso VLSFO), nei traffici navali "East of Suez". Nel secondo trimestre invece, il crack HSFO ha avuto un forte apprezzamento, segnando una media pari a -13,5\$/bbl, in conseguenza dei tagli produttivi OPEC+, specificamente indirizzati ai grezzi ad alto zolfo. Ulteriore supporto è derivato dall'incremento di domanda di olio combustibile per la generazione di energia elettrica in Medio Oriente e in talune parti dell'Asia.

Infine, **nel terzo trimestre 2023 il crack dell'olio combustibile ad alto zolfo ha segnato una media di -6,5\$/bbl** (vs -13,5\$/bbl di Q2), a seguito dell'intensificarsi dei tagli OPEC+Russia descritti precedentemente, del protrarsi dell'utilizzo dell'olio combustibile per la generazione di energia elettrica in Medio Oriente e Asia, e anche della riduzione di capacità operativa delle raffinerie (circa -20%) a causa del clima estremamente caldo.

## **Marketing**

In Italia, secondo i dati analizzati da Unione Energie per la Mobilità (UNEM) dalla fonte "Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica – DGI", nei primi nove mesi del 2023 i consumi totali si sono ridotti dell'1,3% rispetto al medesimo periodo del 2022, in larga parte a causa della forte flessione della petrolchimica (-600kton) e nonostante il sostegno derivante dalla mobilità stradale e la ripresa del trasporto aereo che insieme hanno superato di quasi 700kton i volumi dello stesso periodo dello scorso anno.

I consumi di carburanti autotrazione (benzina + gasolio) nei primi nove mesi del 2023 sono risultati pari a 23,7Mton, con un incremento dello 0,2% rispetto ai primi nove mesi 2022. In particolare, rispetto allo stesso periodo del 2022, la benzina ha mostrato un incremento del 5,3%; mentre, il gasolio autotrazione ha evidenziato un calo dell'1,5%. La divaricazione fra le tendenze dei due carburanti, oltre agli aspetti congiunturali, fra cui le dinamiche economiche in rallentamento e l'effetto prezzi, riflette anche un fattore strutturale – ovvero, il progressivo passaggio dei consumi automobilistici privati dal gasolio alla benzina, a vantaggio delle vetture ibride con motore a benzina. Inoltre, i volumi di benzina beneficiano di una sempre più ampia fascia di utilizzatori anche tra gli operatori professionali (taxi, agenti di commercio, etc). Infine, il carboturbo (jet avio) continua il suo recupero verso i livelli pre-pandemia con un aumento del 21,7% rispetto allo stesso periodo del 2022.

In Spagna, i dati compilati da CORES disponibili fino al mese di agosto, mostrano che nei primi otto mesi del 2023 il consumo di carburanti autostradali è in generale diminuito dello -0,9% verso lo stesso periodo del 2022, con una crescita significativa della domanda di benzina (+6,4%) e una riduzione di quella di gasolio auto (-2,8%). Tali andamenti sono spiegati principalmente dalle tendenze in atto nel mercato spagnolo, dove cresce il numero di automobili ibride (con motore endotermico a benzina), e dove è più evidente la sostituzione del gasolio fossile con prodotto di origine vegetale (HVO, biodiesel) – fenomeno che invece, al momento, non si sta verificando con le benzine.

## **Energia elettrica e CO2**

**Nei primi nove mesi del 2023 il PUN ha riportato una quotazione media di 129€/MWh** rispetto a una media di 323€/MWh nello stesso periodo del 2022.

Più nel dettaglio, **la quotazione media del PUN nei primi sei mesi del 2023 è stata pari a 136€/MWh, con un andamento in progressiva flessione** in scia alla tendenza registrata dal gas naturale, che ha avuto un netto calo rispetto alla media registrata nella seconda parte dello scorso anno. Infatti, la quotazione media del primo trimestre è stata di 157€/MWh, mentre nel secondo trimestre è ulteriormente calata a 115€/MWh. Nel complesso, la flessione delle quotazioni del gas naturale rispetto ai livelli dello scorso anno, va ricondotta alle elevate importazioni di gas naturale liquefatto (LNG) in sostituzione dei ridotti flussi via pipeline dalla Russia, e ai minori consumi rispetto alle medie storiche stagionali nella prima parte dell'anno, a fronte dell'inverno particolarmente mite e della maggiore attenzione ai risparmi energetici da parte sia dei privati che delle utenze industriali europee (che ha comportato un'effettiva riduzione del fabbisogno, stimata in circa il 20%).

Infine, **nel terzo trimestre del 2023 il PUN ha mantenuto un andamento stabile con media pari a 113€/MWh** (vs. 472€/MWh nello stesso periodo del 2022). Anche in questo trimestre, l'andamento si è allineato a quello dei prezzi del gas naturale che ha trovato una discreta stabilità grazie agli aumenti produttivi in Norvegia e Algeria.

Passando alle **quotazioni EUA dei permessi Europei per le emissioni di anidride carbonica, nei primi nove mesi del 2023 si è registrata una quotazione media di 86€/ton** (vs. circa 82€/ton nei primi nove mesi del 2022), **con una notevole stabilità nell'intero arco temporale in esame**, in coerenza con le politiche di decarbonizzazione e transizione ecologica che l'UE sta progressivamente implementando. Nello specifico, le quotazioni CO2 hanno segnato media di 87€/ton sia nel primo che nel secondo trimestre, e di 84€/ton nel terzo trimestre.

## **Margini Saras Industrial & Marketing e Margine di Riferimento EMC**

Per quanto concerne l'analisi della redditività del segmento Industrial & Marketing, Saras utilizza come riferimento il margine benchmark di raffinazione "EMC Reference Margin", rispetto al quale il sito industriale di Sarroch consegue tipicamente un premio grazie alle caratteristiche di elevata flessibilità e complessità dei propri impianti, oltre che alle proprie performance industriali e commerciali.

In funzione del contesto di mercato descritto nel paragrafo precedente, **nei primi nove mesi del 2023 l'EMC Reference Margin si è attestato a una media di 8,9\$/bbl** (vs una media di 8,3\$/bbl nello stesso periodo del 2022). **Il margine Saras è stato pari a 13,3\$/bbl** (16,1 \$/bbl nello stesso periodo dell'esercizio precedente), **evidenziando un premio di 4,4\$/bbl** (vs. +7,8\$/bbl nei primi nove mesi del 2022).

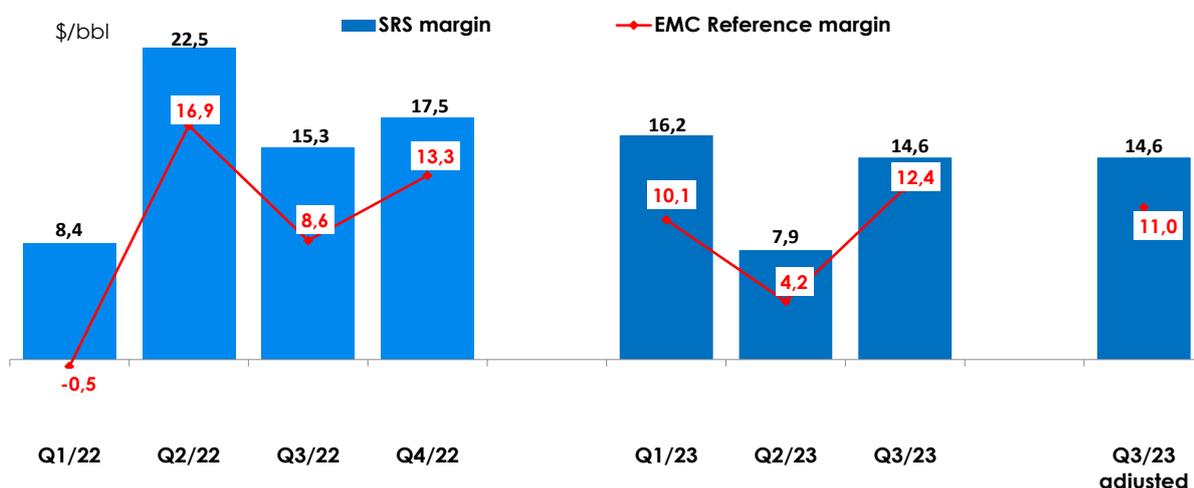
In particolare, **nel terzo trimestre 2023 l'EMC Reference Margin si è attestato a una media di 12,4\$/bbl** (vs una media di 8,6\$/bbl nel terzo trimestre del 2022), mentre **il margine Saras è stato pari a 14,6\$/bbl** (15,3\$/bbl nello stesso periodo dell'esercizio precedente), **con un premio di 2,2\$/bbl** (6,7\$/bbl nel terzo trimestre del 2022).

**Il premio realizzato da Saras rispetto all'EMC Reference Margin è stato inferiore alla guidance**, in ragione sia dell'evento esterno di blackout, non imputabile alla Società, e le conseguenti riduzioni di performance (che hanno inciso complessivamente per circa 2\$/bbl), sia dell'andamento del mercato petrolifero (che ha inciso per circa 1,4\$/bbl in conseguenza all'apprezzamento dell'HSFO e alle variazioni dei premi e sconti dei grezzi principali, i cui effetti sono di seguito dettagliati).

In particolare, come già descritto nel capitolo "Mercato Petrolifero", nel terzo trimestre è proseguito l'apprezzamento dell'HSFO (il cui crack è passato da -25,3\$/bbl nel primo trimestre 2023, a -13,5\$/bbl nel secondo trimestre 2023, ed ha poi raggiunto la media di -6,5\$/bbl nel terzo trimestre 2023). Tale andamento anomalo ha avvantaggiato solo il margine di riferimento EMC, che ha una resa in HSFO pari al 7%, mentre il margine Saras non è stato influenzato, in quanto la raffineria del Gruppo non produce HSFO (tranne che in situazioni temporanee come, ad esempio, durante i rallentamenti o le fermate per manutenzione).

Relativamente all'andamento dei grezzi, nel terzo trimestre è proseguito l'apprezzamento della materia ad alto zolfo, con il Basrah Medium il cui sconto rispetto al Brent è passato da -7,1\$/bbl nel primo trimestre 2023, a -3,7\$/bbl nel secondo trimestre 2023, ed ha poi raggiunto la media di -1,4\$/bbl nel terzo trimestre 2023. Tale andamento ha penalizzato le raffinerie complesse ad elevata conversione (come quella del Gruppo Saras), ma non ha avuto alcuna incidenza sul margine di riferimento EMC, che è calcolato utilizzando una slate basata al 100% sul grezzo Brent.

Pertanto, è possibile calcolare un margine EMC reference "adjusted", ovvero rettificato dai suddetti effetti di mercato, che nel terzo trimestre vale 11,0\$/bbl, e rispetto al quale il premio Saras è pari a 3,6\$/bbl, così come mostrato nella tabella seguente.



# Evoluzione prevedibile della Gestione

L'International Energy Agency (IEA) nell'Oil Market Report di ottobre 2023 ha confermato le proprie stime sulla **domanda petrolifera globale 2023, che è prevista in crescita di +2.3Mbbbl/g** rispetto allo scorso anno. Tale incremento consentirà di raggiungere il record storico di 101,9Mbbbl/g. Nonostante il rallentamento industriale nell'area OCSE, su cui pesano le aspettative di un mantenimento delle politiche restrittive da parte delle banche centrali, la domanda petrolifera globale continua infatti a essere sostenuta dalle economie emergenti (in primis India, Brasile e Cina, con quest'ultima che da sola contribuisce per il 77% dell'aumento totale), grazie alla ripresa della petrolchimica e del jet fuel per l'aviazione. Nel 2024 poi, la IEA prevede una prosecuzione della crescita di +0,9Mbbbl/g, quindi ad un ritmo inferiore rispetto a quello del 2023, per effetto di generalizzati incrementi di efficienza energetica e ulteriore riduzione dei consumi nei paesi sviluppati.

**Dal punto di vista dell'offerta**, i già citati tagli produttivi dei paesi OPEC+Russia potrebbero restare in vigore fino a tutto il 2024, ma la IEA ritiene che saranno più che compensati da aumenti produttivi nei paesi non-OPEC+. Infatti, la produzione globale è attesa complessivamente in crescita di +1,5Mbbbl/g nel 2023 e +1,7Mbbbl/g nel 2024, raggiungendo in tal modo nuovi record storici (103,3Mbbbl/g medi di offerta nel 2024). Peraltro, la prosecuzione dei tagli di Opec+Russia potrebbe continuare a sostenere il costo dei grezzi ad alto tenore di zolfo ("sour"), con una conseguente penalizzazione del margine delle raffinerie più complesse e ad elevata capacità di conversione (tra cui anche quella del Gruppo Saras).

Va infine osservato che i drammatici eventi in Medio Oriente, per il momento non hanno prodotto significativi impatti sui flussi fisici di grezzo, mentre vi sono state alcune implicazioni sulla fornitura del gas naturale (e di conseguenza anche sulle quotazioni). Tuttavia, la tensione resta elevata a seguito dell'accresciuto rischio geopolitico.

**Guardando all'andamento delle quotazioni del grezzo**, dopo i picchi della seconda metà di settembre, il Brent Dtd ha registrato un progressivo calo riportandosi intorno ai 90\$/bbl, sotto il peso delle rinnovate preoccupazioni macroeconomiche e nonostante l'incremento del rischio geo-politico in Medio Oriente. I principali analisti indipendenti di settore<sup>2</sup> ritengono che le quotazioni possano proseguire a livelli simili a quelli attuali anche nei trimestri successivi.

**Per quanto riguarda i crack dei prodotti raffinati**, la benzina e il diesel hanno registrato ad ottobre (sino alla data della stesura della presente Relazione) una media rispettivamente di ca. 5\$/bbl e 30\$/bbl. La flessione della benzina rispetto agli elevati livelli del periodo estivo è funzione della caratteristica stagionalità dei consumi, oltre che del cambio specifica da estiva ad invernale (quest'ultima di più facile formulazione e con maggiori componenti utilizzabili nella miscelazione). Il recupero di livelli più elevati è invece atteso dopo la primavera 2024. Per contro, i distillati medi sono entrati nel periodo di maggior supporto (la cosiddetta "heating season") dove, ai tradizionali usi per trasporto stradale, privato e commerciale, agricolo e motopesca, si aggiunge anche il consumo del gasolio da riscaldamento. Pertanto, nonostante il rallentamento macroeconomico, il diesel dovrebbe mantenere livelli elevati e superiori alle medie stagionali storiche.

**Infine, i prezzi di energia elettrica e CO2** nel mese di ottobre hanno registrato una media rispettivamente di ca. 137€/MWh e 82€/ton. Mentre si prevede che la CO2 continui a mantenersi a livelli in linea con i trimestri precedenti, il prezzo dell'energia elettrica potrebbe rafforzarsi ulteriormente, per effetto delle tensioni innescate dagli eventi di inizio ottobre in Medio Oriente, che hanno generato aumenti di oltre il 50% nel prezzo del gas naturale.

**Passando poi all'operatività del sito industriale di Sarroch**, nei primi nove mesi sono state completate le principali attività manutentive programmate, e l'ultimo trimestre dell'anno prevede il completamento delle attività di ripristino necessarie a valle del citato blackout. Tuttavia, ciò non influenzerà il livello della lavorazione prevista nel trimestre. Pertanto, la previsione delle lavorazioni di raffineria cumulate a fine anno è tra **94 e 95 Mbbls**, sostanzialmente in linea con la performance dello scorso anno e con la *guidance*.

Sulla base dei risultati raggiunti nei primi nove mesi, e coerentemente con le ipotesi di scenario precedentemente descritte, **la Società stima di conseguire un premio per l'anno 2023 compreso tra 4 e 5 \$/bbl rispetto all'EMC Reference Margin**. Tale livello consegue dai fenomeni che hanno caratterizzato in particolare il terzo trimestre descritti nei capitoli precedenti, ovvero dall'impatto del blackout, non imputabile alla Società, con le conseguenti inefficienze produttive, nonché dall'andamento dell'olio combustibile ad alto zolfo (HSFO) e dei premi e sconti dei grezzi. In particolare, senza questi ultimi due effetti di mercato (HSFO e premi/sconti dei grezzi), il premio Saras si attesterebbe oltre i 5\$/bbl.

**Le previsioni relative ai costi fissi del segmento Industrial & Marketing** rimangono sostanzialmente in linea rispetto alle indicazioni precedenti, e stimate a circa 390 milioni di Euro. Tale livello discende anche dall'oneroso piano manutentivo portato a compimento nell'anno. Infine, **per quanto concerne gli investimenti del segmento**, si confermano previsti a circa 180 milioni di Euro, con l'obiettivo di proseguire il percorso di efficientamento e mantenimento della competitività degli impianti.

---

<sup>1</sup> S&P Global Platts, WoodMacKenzie, FGE e Nomisma (ottobre 2023)

Per quanto riguarda il **segmento Renewables**, la capacità installata nel 2023 resta confermata pari a 171 MW. I livelli produttivi conseguiti nei primi nove mesi dell'anno, sommati alle attuali stime per il quarto trimestre, consentono di prevedere una produzione cumulata per l'intero anno pari a circa 270GWh.

In termini di **valorizzazione della produzione 2023**, si ricorda che dal 30 giugno u.s. si è conclusa l'applicazione delle misure introdotte dal Decreto-Legge 27/2022 n. 4, cosiddetto "Sostegni TER" (price cap di 61 €/MWh) e dalla Legge di Bilancio 2023 in attuazione del regolamento UE 2022/1854 (price cap di 180€/MWh). Pertanto, come nel terzo trimestre, anche nel quarto il 100% della produzione è valorizzato a mercato.

**Relativamente agli investimenti del segmento Renewables**, si prevede un importo complessivo pari a circa 50 milioni di Euro nel 2023, principalmente finalizzati all'avanzamento dei lavori di realizzazione del parco fotovoltaico "Helianto" da 80MW, la cui operatività è prevista entro la fine del primo semestre 2024.

Infine, in merito all'andamento atteso della **Posizione Finanziaria Netta del Gruppo**, le previsioni di generazione di cassa caratteristica e dell'andamento del capitale circolante (in virtù delle assunzioni di scenario e di performance ipotizzate dalla Società) consentono di ipotizzare una Posizione Finanziaria Netta di Gruppo di fine anno positiva.

## Aggiornamento sui programmi strategici

Come comunicato nelle precedenti relazioni trimestrali, il Consiglio di Amministrazione Saras ha approvato lo scorso maggio nuovi obiettivi e linee guida strategiche di medio e lungo termine che supportano **l'evoluzione del Gruppo da pure refiner a sustainable energy player**, accelerando la convergenza tra il business energetico convenzionale e quello rinnovabile, e sviluppando l'integrazione delle nuove fonti di energia nell'ambito dell'attività di raffinazione.

A pochi mesi di distanza dall'approvazione della nuova strategia, il Gruppo ha già intrapreso il percorso delineato, capitalizzando sull'eccellenza nel core business e sulla solidità finanziaria. Di seguito un aggiornamento sui progressi verso il conseguimento degli obiettivi:

- **Continuare a efficientare il business della raffinazione:** negli scorsi mesi sono state avviate una serie di iniziative progettuali volte al miglioramento delle performance, i cui benefici verranno considerati nel prossimo piano industriale. Tali iniziative coprono un ampio spettro di attività aziendali (da quelle di tipo commerciale a quelle industriali), e mirano sia alla massimizzazione del margine che all'ottimizzazione dei costi. Si punta ad una progressiva ottimizzazione della leva operativa, commerciale e degli investimenti, cogliendo obiettivi di breve, ma anche avviando implementazioni che daranno risultati nel medio periodo, mantenendo la raffineria di Sarroch tra i migliori *asset* del settore e incrementandone la resilienza alla volatilità del mercato.
- **Realizzare 1GW di capacità rinnovabile installata nel 2028:** Nella pipeline di progetti eolici *greenfield* in Sardegna, il Gruppo ha 10 progetti in diversi stadi di avanzamento, per un totale di circa 600MW. Di questi, 6 sono stati già presentati alle autorità competenti per la richiesta di VIA ("Valutazione di Impatto Ambientale") e cumulativamente ammontano a circa 350 MW di capacità produttiva. L'iter autorizzativo procede e Saras resta fiduciosa di poterne vedere il compimento a breve. Per quanto concerne gli altri progetti della suddetta pipeline, per tutti è stata ricevuta da Terna la "Soluzione Tecnica Minima Garantita" (STMG), e quindi sono in corso le attività successive. Per quanto riguarda i progetti fotovoltaici, Saras ha ricevuto l'autorizzazione a realizzare un parco da 3MW presso il deposito di Arcola (Spezia). Infine, nel trimestre è proseguita l'attività di realizzazione del parco fotovoltaico Helianto da 80 MW – uno dei più grandi in Italia – la cui COD (Commercial Operation Date) resta confermata entro giugno 2024. Tali iniziative, insieme ad altre eventuali che sono in corso di valutazione, permettono quindi di puntare ad una produzione di energia rinnovabile del Gruppo pari a circa 2 TWh/anno entro il 2028, con emissioni evitate di CO<sub>2</sub> per circa 1,3 - 1,6 milioni di tonnellate/anno.
- **Posizionamento per cogliere le opportunità offerte dalle nuove tecnologie:** Il Gruppo segue attivamente l'evoluzione del contesto regolatorio al fine di cogliere le opportunità future in ambito di transizione energetica. Tra i progetti in corso:
  - È stata costituita la società SardHy Green Hydrogen in JV con Enel Green Power, il cui scopo è produrre idrogeno verde per utilizzo nella raffineria di Sarroch, mediante un elettrolizzatore da 20MW alimentato da energia rinnovabile. Dopo il riconoscimento di SardHy tra le quattro aziende italiane ammesse al programma europeo IPCEI Hy2Use (l'iniziativa dell'Unione Europea che supporta i migliori progetti legati alla catena del valore dell'idrogeno), sono in corso le interlocuzioni con il MIMIT (Ministero delle Imprese e del Made in Italy) ed è stata presentata la domanda di agevolazione finanziaria, in base a quanto previsto dal decreto ministeriale di attivazione dell'intervento del fondo IPCEI. Proseguono in tale ambito le attività preliminari di negoziazione e definizione dei contratti per la fornitura dei materiali e per gli appalti dei lavori;
  - Relativamente al progetto di Carbon Capture and Storage (CCS), procede con Air Liquide la collaborazione finalizzata a definire gli aspetti relativi all'intera catena di sviluppo, inclusi quelli relativi alla logistica e trasporto, unitamente alla

finalizzazione dei costi e delle tempistiche. Sono inoltre state presentate le domande ai fondi europei Green New Deal e “Hard to Abate” dedicati a progetti CCS e CCU (Carbon Capture and Utilisation) e le attività mirate ad ottimizzare le fonti e i potenziali utilizzi della CO<sub>2</sub>;

- Nel campo della produzione di biocombustibili, sono in corso una serie di valutazioni tecniche per l’ampliamento e l’ottimizzazione delle attività di produzione di oli vegetali idrogenati (HVO) sia in co-processing sia in purezza. In particolare, sono in corso investimenti e valutazioni finalizzate a (i) installare un nuovo catalizzatore che consentirà capacità aggiuntiva di produzione di HVO in purezza, per 20kton annui, entro la prima metà del 2024. (ii) ottimizzare la logistica attraverso la coibentazione di alcune linee di scarico e serbatoi, in modo da ampliare la gamma di oli vegetali utilizzabili nel co-processing, includendo oli ad elevato “pour point”, (iii) sviluppare un nuovo impianto di *pre-treatment* che consentirà di ampliare la gamma di materie prime utilizzabili nella produzione di HVO sia in co-processing sia in purezza (iv) *retrofitting* e *revamping* di alcune unità di desolforazione esistenti (U300 e U700) che permetterà in futuro di decidere circa l’estensione della capacità produttiva di HVO in purezza fino a 200kton annui;
- Infine, è in corso un progetto relativo al “Waste To Fuel”, per il quale è stata presentata domanda a un bando europeo per un impianto di pirolisi a bassa temperatura per la produzione di diesel e carbon black da pneumatici usati (circa 14kton/anno).

## Audio-conferenza dell’8 novembre 2023 e ulteriori informazioni

Il giorno 8 novembre 2023 il Consiglio di Amministrazione di Saras SpA si riunirà per l’approvazione del Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2023. Successivamente verrà diffuso a mezzo SDIR un apposito comunicato stampa e, contestualmente, sarà resa disponibile una presentazione sul sito web della Società ([www.saras.it](http://www.saras.it)).

Alle ore 16:00 CET dello stesso giorno si terrà la conference call per gli analisti e gli investitori, durante la quale il management commenterà i risultati e risponderà ad eventuali domande.

Numeri da chiamare per la conference call:

**Dall’Italia:** +39 02 8020911  
**Dal Regno Unito:** +44 1 212818004  
**Dagli USA:** +1 718 7058796

Il link per collegarsi al webcast è il seguente: <https://87399.choruscall.eu/links/saras231108.html>

La registrazione e la trascrizione del webcast saranno altresì disponibili sul sito web della Società.

Per ulteriori informazioni si prega di voler contattare il servizio Investor Relations.

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](http://www.1info.it)). Inoltre, il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 30 settembre 2023 è a disposizione del pubblico presso la sede legale in Sarroch (CA) S.S. 195 Sulcitana Km. 19, sul sito internet della Società nella sezione “Investitori / Bilanci e Relazioni”, e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato “1Info”.

### Investor Relations

**Ilaria Candotti**  
Phone + 39 02 7737642  
[ir@saras.it](mailto:ir@saras.it)

### Press contacts

**Comin & Partners**  
Lelio Alfonso  
Phone +39 334 6054090  
[lelio.alfonso@cominandpartners.com](mailto:lelio.alfonso@cominandpartners.com)

Tommaso Accomanno  
Phone +39 3407701750  
[Tommaso.accomanno@cominandpartners.com](mailto:Tommaso.accomanno@cominandpartners.com)

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 Saras conta 1.576 dipendenti e presenta ricavi pari a circa 15,8 miliardi di Euro al 31 dicembre 2022.