

Il Consiglio di Amministrazione di Saras S.p.A. approva Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2022¹

- **EBITDA reported di Gruppo in Q3/22 pari a 365,9 milioni di euro (4,8 milioni di euro in Q3/21) e pari a 1.054,4 milioni di Euro nei primi nove mesi del 2022 (113,5 milioni di Euro nei primi nove mesi del 2021)** per effetto dell'incremento dei prezzi e dei margini dei prodotti petroliferi registrato a partire dalla fine del mese di febbraio, e della performance operativa della raffineria in grado di cogliere le opportunità dello scenario di mercato favorevole
- **RISULTATO Netto reported di Gruppo pari a 54,7 milioni di euro in Q3/22 (negativo per 35,4 milioni di Euro in Q3/21) e pari a 347,2 milioni di Euro nei primi nove mesi dell'esercizio 2022** (negativo per 34,9 milioni di Euro nei primi nove mesi del 2021), al netto dell'incremento delle imposte correnti dell'esercizio, derivante dal maggiore reddito imponibile dell'esercizio e dall'effetto della cosiddetta "tassazione sugli extraprofitti"
- **EBITDA comparable di Gruppo pari a 296,4 milioni di Euro in Q3/22 (2,3 milioni di Euro in Q3/21) e pari a 817,0 milioni di Euro nei primi nove mesi del 2022 (10,6 milioni di Euro nei primi nove mesi del 2021)** per gli effetti descritti a livello di risultati reported, esclusi gli impatti sulle valutazioni degli inventari
- **RISULTATO Netto comparable pari a 149,3 milioni di Euro in Q3/22 (negativo per 38,8 milioni di Euro in Q3/21) e pari a 449,7 milioni di Euro nei primi nove mesi del 2022 (negativo per 109,7 milioni di Euro nello stesso periodo del 2021)**, per gli effetti descritti a livello di risultati reported, esclusi gli impatti delle componenti straordinarie come la tassazione sugli "extra-profitti"
- **Posizione finanziaria netta ante IFRS16 positiva per 268,8 milioni di Euro (negativa per 453 milioni di Euro al 31 dicembre 2021)**, per effetto dell'elevata redditività registrata nel secondo e terzo trimestre.

A margine del Consiglio il Presidente, Dott. Massimo Moratti, ha commentato: *"Nel terzo trimestre abbiamo registrato risultati molto positivi: lo scenario petrolifero ha infatti confermato l'elevata domanda di prodotti raffinati, a cui il nostro Gruppo ha saputo rispondere con estrema flessibilità, massimizzando le lavorazioni per rispondere alle esigenze del mercato e garantire la sicurezza energetica in Italia e non solo. Il terzo trimestre ha visto anche un importante riconoscimento nell'ambito della strategia di transizione energetica del nostro Gruppo: SardHy Green Hydrogen, la società nata dalla collaborazione tra Saras ed Enel Green Power per lo studio dell'utilizzo di idrogeno verde nella raffineria di Sarroch, è stata infatti riconosciuta come una delle quattro società italiane beneficiarie dei fondi stanziati a livello europeo nell'ambito dell'iniziativa IPCEI Hy2Use".*

Milano, 28 ottobre 2022: il Consiglio di Amministrazione di Saras S.p.A. si è riunito oggi sotto la presidenza del Dott. Massimo Moratti e ha approvato il Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2022 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 ed operativi di Gruppo

Milioni di Euro	9M 2022	9M 2021	Var %	Q3/22	Q3/21	Var %
RICAVI	11.965	5.839	105%	4.266	2.083	105%
EBITDA reported	1054,4	113,5	829%	365,9	4,8	7523%
EBITDA comparable	817,0	10,6	n.s.	296,4	2,3	n.s.
EBIT reported	913,2	(33,0)	n.a.	317,5	(46,6)	n.s.
EBIT comparable	675,8	(135,9)	n.a.	248,0	(49,1)	n.a.
RISULTATO NETTO reported	347,2	(34,9)	n.s.	54,7	(35,4)	n.s.
RISULTATO NETTO comparable	449,7	(109,7)	n.a.	149,3	(38,8)	n.a.

Milioni di Euro	9M 2022	9M 2021	FY 2021
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ANTE IFRS 16	268,8	(503,0)	(453,1)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA POST IFRS 16	229,2	(546,9)	(494,5)
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI	66,4	48,2	84,0

¹ 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.

Commento ai risultati di Gruppo dei nove mesi del 2022

Nei nove mesi di esercizio del 2022 i ricavi del Gruppo sono stati pari a 11.965 milioni di Euro rispetto ai 5.839 milioni di Euro realizzati nei nove mesi dello scorso esercizio. Il significativo incremento è legato sia alle mutate condizioni di scenario sia ai maggiori volumi prodotti e venduti tra i due periodi. Dal punto di vista dello scenario le variabili che hanno maggiormente inciso sono l'apprezzamento dei principali prodotti petroliferi, l'incremento del prezzo di vendita dell'energia elettrica (regolato all'interno del Regime di Essenzialità) e l'andamento del cambio caratterizzato dal rafforzamento del dollaro nei confronti dell'euro. Nello specifico nei primi nove mesi del 2022 il prezzo medio del diesel è stato pari a 1.052 \$/ton (vs 546 \$/ton nel 2021), il prezzo medio della benzina è stato pari a 1.036 \$/ton (vs 644 \$/ton nel 2021), il prezzo unico nazionale per la vendita dell'energia elettrica (PUN) è stato 323 €/MWh (vs un prezzo medio di vendita di 99 €/MWh nei nove mesi del 2021 legato sia all'andamento della tariffa CIP6, fino alla relativa scadenza, sia al successivo andamento del PUN regolato all'interno del contratto dell'essenzialità) ed il cambio €/€ è stato pari a 1,06 (vs cambio €/€ di 1,20 nel 2021). Dal punto di vista delle produzioni industriali si segnala che tutte le principali variabili produttive sono risultate superiori ai valori registrati nel 2021. Nello specifico le lavorazioni di raffineria nei nove mesi del 2022 sono state pari a 71,8 milioni di barili (vs 69,3 milioni di barili nel 2021), le produzioni di energia elettrica non rinnovabile sono state pari a 3.019 GWh (vs 2.454 GWh nel 2021), le produzioni di energia elettrica rinnovabile pari a 206 GWh (vs 176 GWh nel 2021) e le vendite del canale Marketing sono state pari a 2.749 migliaia di tonnellate (vs 2.496 migliaia di tonnellate nel 2021).

L'EBITDA reported di Gruppo dei nove mesi del 2022 è stato pari a 1.054,4 milioni di Euro, in incremento rispetto ai 113,5 M€ dei nove mesi dell'esercizio 2021. La variazione positiva è da ricondursi in primo luogo alle migliori condizioni di scenario che come menzionato, hanno beneficiato di un forte apprezzamento dei crack del diesel e della benzina nonché di un apprezzamento del dollaro verso l'euro; positività che sono state solo in parte compensate da un maggior costo ed una maggiore complessità sul fronte dell'approvvigionamento della materia prima (incremento del prezzo del Brent e dei premi dei grezzi in special modo per le tipologie leggeri), da un indebolimento del crack della nafta, dall'incremento dei costi energetici solo in parte compensati dagli effetti del Decreto Sostegni Ter e dal perdurare di un struttura di mercato in "backwardation" che penalizza i costi di approvvigionamento della materia prima ed i costi indotti dalle attività di copertura del rischio sulle relative masse inventariali. La performance commerciale è stata caratterizzata da una migliore valorizzazione delle produzioni presso tutti i canali di vendita e da un miglioramento dei risultati delle attività di trading. La programmazione della produzione è stata penalizzata da una minore varietà di grezzi disponibili sul mercato e da un peggioramento della qualità di alcune di queste tipologie. Per quanto concerne gli aspetti produttivi, al netto degli impatti indotti dall'incremento della marginalità unitaria, i nove mesi del 2022 sono stati caratterizzati da una performance complessivamente superiore rispetto a quella del 2021 sebbene in un contesto caratterizzato da un piano manutentivo più oneroso. Inoltre, per quanto concerne le dinamiche di prezzo delle commodities sulle rimanenze inventariali oil (al netto dei relativi derivati di copertura) nei nove mesi del 2022 queste hanno beneficiato di un apprezzamento di 167,6 milioni di Euro rispetto ad un apprezzamento di 105,8 M€ realizzato nel medesimo periodo del 2021. In ultimo, per le poste non ricorrenti si segnala un impatto negativo di 5,4 milioni di Euro nel 2022 legato alla rettifica di alcuni crediti rispetto ad un valore pari a 6,2 milioni di Euro nel 2021 prevalentemente da ricondursi al costo delle emissioni di CO2 di pertinenza del 2020. Si segnala infine che l'EBITDA reported dei nove mesi del 2022 riflette l'effetto del Decreto Sostegni Ter rispettivamente a riduzione dei costi energetici per ca 83,2 milioni di Euro e ad una limitazione delle tariffe di vendita dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (eolico) per ca 23,1 milioni di Euro.

Il Risultato Netto reported di Gruppo è stato pari a 347,2 milioni di Euro, rispetto ad un valore negativo di 34,9 milioni di Euro conseguiti nei nove mesi dell'esercizio 2021. In aggiunta a quanto evidenziato a livello di EBITDA tale scostamento è da ricondursi prevalentemente ai maggiori oneri finanziari (principalmente dovuti al rafforzamento del dollaro ed al conseguente impatto sui risultati dei relativi derivati di copertura) ed alle maggiori imposte correnti, dovute all'incremento dell'imponibile dell'esercizio oltre all'effetto della cosiddetta "tassazione sugli extraprofiti" come meglio descritto in Nota Integrativa.

L'EBITDA comparable di Gruppo si è attestato a 817,0 milioni di Euro nei nove mesi dell'esercizio 2022, in incremento rispetto ai 10,6 milioni di Euro conseguiti nei nove mesi del 2021. Tale risultato, rispetto all'EBITDA reported non include il sopracitato 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 le poste non ricorrenti. Il risultato in incremento rispetto ai nove mesi del 2021 si compone di uno scostamento positivo sia nel segmento "Industrial & Marketing" che nel segmento "Renewables" che verranno meglio declinati nella sezione "Analisi dei Segmenti".

Il Risultato Netto comparable di Gruppo nei nove mesi del 2022 è stato pari a 449,7 milioni di Euro, rispetto ad una perdita di 109,7 milioni di Euro nel medesimo periodo dell'esercizio precedente, per effetto degli stessi fenomeni descritti per il Risultato Netto Reported, al netto dell'effetto della "tassazione sugli extra-profiti".

Gli investimenti nei nove mesi del 2022 sono stati pari a 66,4 milioni di Euro superiori rispetto ai livelli del primo semestre del 2021 (pari a 48,2 milioni di Euro); tale incremento è riconducibile al segmento Industrial & Marketing ed è dovuto alle maggiori attività sviluppate nel 2022.

Commento ai risultati di Gruppo del terzo trimestre 2022

Nel terzo trimestre dell'esercizio 2022 i ricavi del Gruppo sono stati pari a 4.266 milioni di Euro rispetto ai 2.083 milioni di Euro realizzati nel terzo trimestre dello scorso esercizio. La significativa variazione è da ricondursi alle medesime dinamiche di mercato evidenziate nel commento ai risultati dei nove mesi caratterizzate dall'apprezzamento dei principali prodotti petroliferi, da un incremento del prezzo dell'energia elettrica, regolata all'interno del Regime dell'Essenzialità, e da un rafforzamento del dollaro rispetto all'euro. In aggiunta a questi andamenti di mercato, i ricavi sono incrementati anche per i risultati positivi delle principali variabili produttive: le lavorazioni di raffineria sono state pari a 25,4 milioni di barili (+18% vs 2021), le produzioni di energia elettrica non rinnovabile sono state pari a 1.145 GWh (+17% vs 2021), le vendite del canale Marketing sono state pari a 979 migliaia di tonnellate (+5% vs 2021).

L'EBITDA reported di Gruppo del terzo trimestre del 2022 è stato pari a 365,9 milioni di Euro, in incremento rispetto ai 4,8 M€ del terzo trimestre del 2021. La variazione positiva è da ricondursi in primo luogo al miglioramento della gestione caratteristica tra i due periodi dovuto ai medesimi fenomeni evidenziati nel commento all'andamento dei nove mesi. Le dinamiche di prezzo delle commodities sulle rimanenze inventariali oil (al netto dei relativi derivati di copertura) nel terzo trimestre del 2022 hanno beneficiato di un apprezzamento di 44,2 milioni di Euro rispetto ad un apprezzamento di 4,7 M€ realizzato nel medesimo periodo del 2021. In ultimo, per le poste non ricorrenti si segnala un impatto negativo di 1,7 milioni di Euro nel 2022, rispetto ad un valore pari a 1,3 milioni di Euro nel 2021 entrambi dovuti alla riclassificazione di alcuni costi all'interno degli oneri finanziari. Si segnala infine che l'EBITDA reported del terzo trimestre 2022 riflette l'effetto del Decreto Sostegni Ter rispettivamente a riduzione dei costi energetici per ca 43,1 milioni di Euro e ad una limitazione delle tariffe di vendita dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (eolico) per ca 8,3 milioni di Euro.

Il Risultato Netto reported di Gruppo è stato pari a 54,7 milioni di Euro, in incremento rispetto alla perdita di 35,4 milioni di Euro conseguiti nel terzo trimestre dell'esercizio 2021 prevalentemente per le medesime dinamiche evidenziate a livello di EBITDA e per l'incremento degli oneri finanziari e delle imposte entrambi legati ai medesimi fenomeni descritti nei commenti ai risultati dei nove mesi, tenendo presente l'effetto dell'incremento delle imposte correnti, dovute all'incremento dell'imponibile dell'esercizio oltre all'effetto della "tassazione sugli extraprofiti".

L'EBITDA comparable di Gruppo si è attestato a 296,4 milioni di Euro nel terzo trimestre dell'esercizio 2022, in incremento rispetto ai 2,3 milioni di Euro conseguiti nel terzo trimestre del 2021. Tale risultato, rispetto all'EBITDA reported non include il sopracitato 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 le poste non ricorrenti. Il risultato in incremento rispetto al terzo trimestre del 2021 si compone di uno scostamento positivo sia nel segmento "Industrial & Marketing" che nel segmento "Renewables" che verranno meglio declinati nella sezione "Analisi dei Segmenti".

Il Risultato Netto comparable di Gruppo nel terzo trimestre del 2022 è stato pari a 149,3 milioni di Euro, rispetto ad una perdita di 38,8 milioni di Euro nel medesimo periodo dell'esercizio precedente, per effetto degli stessi fenomeni descritti per il Risultato Netto Reported, al netto dell'effetto della "tassazione sugli extra-profiti".

Gli investimenti nel terzo trimestre del 2022 sono stati pari a 15,5 milioni di Euro rispetto ai 8,0 milioni di Euro nel medesimo periodo del 2021. L'incremento è riconducibile prevalentemente alle maggiori attività d'investimento realizzate nel segmento Industrial & Marketing.

Calcolo dell'EBITDA comparable

Milioni di Euro	9M 2022	9M 2021	Q3/22	Q3/21
EBITDA reported	1.054,4	113,5	365,9	4,8
Utili / (perdite) su inventari e su derivati di copertura degli inventari	(167,6)	(105,8)	(44,2)	(4,7)
Derivati su cambi	(75,2)	(3,3)	(27,0)	0,9
Poste non ricorrenti	5,4	6,2	1,7	1,3
EBITDA comparable	817,0	10,6	296,4	2,3

Calcolo del Risultato Netto *comparable*

Milioni di Euro	9M 2022	9M 2021	Q3/22	Q3/21
<i>RISULTATO NETTO reported</i>	347,2	(34,9)	54,7	(35,4)
Utili e (perdite) su inventari e su derivati di copertura degli inventari al netto delle imposte	(120,8)	(76,3)	(31,8)	(3,4)
Poste non ricorrenti al netto delle imposte	223,4	1,5	126,4	-
<i>RISULTATO NETTO Comparable</i>	449,7	(109,7)	149,3	(38,8)

Posizione Finanziaria Netta

La Posizione Finanziaria Netta al 30 settembre 2022, ante effetti dell'applicazione dell'IFRS 16, è risultata positiva per 268,8 milioni di Euro, rispetto alla posizione negativa per 453,2 milioni di Euro riportata al 31 dicembre 2021.

Nei nove mesi del 2022 la gestione operativa ha generato 965 milioni di Euro, all'interno dei quali 168 milioni di Euro sono riconducibili alle dinamiche di prezzo sugli inventari e relativi derivati di copertura. La variazione del capitale circolante ha assorbito 99,0 milioni di Euro, prevalentemente da incrementi del valore degli inventari (riconducibile, sia all'effetto dell'andamento dei prezzi sopra menzionato, sia all'aumento delle quantità stoccate) e dei crediti commerciali; tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei debiti commerciali e dagli impatti positivi delle dinamiche di pagamento della CO2. Gli investimenti hanno assorbito 66 milioni di Euro ed il pagamento degli interessi ed oneri finanziari e delle tasse ha assorbito 76 milioni di Euro, ivi incluso il pagamento dell'acconto sulla "tassazione sugli extraprofitto".

La Posizione Finanziaria Netta ante effetti dell'applicazione dell'IFRS 16 è risultata positiva per 268,8 milioni di Euro e positiva per 229,2 milioni di Euro considerando l'effetto dell'applicazione dell'IFRS 16.

Per maggiori dettagli si rimanda alla Nota Integrativa.

<i>Milioni di Euro</i>	30-Sett-22	31-Dic-21
Finanziamenti bancari a medio e lungo termine	(432,9)	(5,6)
Prestiti obbligazionari a medio e lungo termine	-	-
Altre passività finanziarie a medio e lungo termine	(4,6)	(5,3)
Altre attività finanziarie a medio e lungo termine	4,1	4,1
Posizione finanziaria netta a medio e lungo termine	(433,4)	(6,7)
Finanziamenti bancari correnti	(118,5)	(385,2)
Quota a breve dei finanziamenti bancari a MLT	-	(199,7)
Debiti verso banche per c/c passivi	(12,8)	(163,2)
Altre passività finanziarie a breve termine	(37,8)	(113,8)
Fair value derivati e differenziali netti realizzati	(41,9)	(9,1)
Altre attività finanziarie	188,8	57,6
Disponibilità liquide ed equivalenti	724,4	367,0
Posizione finanziaria netta a breve termine	702,3	(446,5)
Totale Posizione Finanziaria Netta ante lease liability ex IFRS 16	268,8	(453,2)
Debiti finanziari per beni in leasing ex IFRS 16	(39,6)	(41,3)
Totale Posizione Finanziaria Netta post lease liability ex IFRS 16	229,2	(494,5)

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.

	Q1/22	Q2/22	Q3/22	9M/22		Q1/21	Q2/21	Q3/21	9M/21
Prezzi e differenziali Grezzo (\$/bbl)									
Brent Datato (FOB Med)	102,5	113,9	100,8	105,7		61,1	69,0	73,5	67,9
Urals (CIF Med)	91,9	79,9	74,5	82,1		60,6	67,8	71,7	66,7
Differenziale "heavy-light"	-10,6	-34,0	-26,4	-23,6		-0,5	-1,2	-1,8	-1,2
Crack spreads prodotti (\$/bbl)									
Crack spread ULSD	19,0	44,8	42,0	35,3		4,3	4,8	7,0	5,4
Crack spread Benzina	9,4	31,9	13,7	18,3		6,2	8,9	12,6	9,3
Margine di riferimento (\$/bbl)									
Reference margin (NEW Benchmark)	-0,5	16,9	8,6	8,3		-2,2	-2,8	-1,3	-2,1

Fonte "Platts" per prezzi e crack spreads.

Quotazioni del Grezzo

Nei primi nove mesi del 2022, il Brent Dtd ha registrato una quotazione media di 105,7 \$/bbl rispetto a una quotazione media di 67,9 \$/bbl nello stesso periodo del 2021. Il confronto deve tenere conto di uno scenario profondamente mutato nei due periodi.

In particolare, l'inizio del 2022 ha visto un'accelerazione al rialzo delle quotazioni rispetto a quello già registrato nel corso del 2021 con il rientro dell'emergenza pandemica: una domanda ai livelli pre-Covid e un'offerta carente in particolare per le produzioni inferiori ai target dei paesi produttori dell'Opec, hanno fatto registrare aumenti di oltre il 15% nelle quotazioni del Brent, che nel mese di gennaio superava la soglia di 90 \$/bbl per la prima volta in più di sette anni.

Lo scoppio del conflitto russo-ucraino ha quindi portato a nuovi aumenti: il progressivo allontanamento dei paesi occidentali dal mercato russo ha innescato un crollo delle quotazioni del grezzo Ural a favore di grezzi sour alternativi, e un rialzo delle quotazioni del Brent, che hanno registrato picchi di oltre 138 \$/bbl nella prima settimana di marzo, e una media di ca. 101 \$/bbl e di 114 \$/bbl rispettivamente nel primo e nel Q2.

Nei mesi immediatamente successivi al conflitto, infatti i paesi produttori dell'alleanza OPEC+, non hanno compensato le minori esportazioni di grezzo russo sul mercato, mantenendo livelli di produzione significativamente inferiori rispetto a quanto previsto dai precedenti impegni, riportando, come nel caso di Nigeria e Angola, difficoltà operative nell'assestare i target prefissati. Minori esportazioni dalla Libia e dal Kazakistan, gravati dalle tensioni politiche, hanno inoltre neutralizzato gli incrementi di produzione dell'Arabia Saudita.

A fronte di questa situazione i 31 paesi membri dell'IEA (Agenzia Internazionale per l'Energia) hanno deciso a marzo di rilasciare oltre 180 milioni di barili di scorte di emergenza, da rendere disponibili in soli due mesi, la misura di emergenza più importante adottata nella storia dell'Agenzia. Questi annunci, insieme a una riduzione nella volatilità dei mercati, alle preoccupazioni legate a una recrudescenza della pandemia da covid in Cina e alla crescita dell'inflazione in USA ed Europa, hanno contribuito a ribilanciare le quotazioni del Brent tra marzo e aprile a valori più contenuti e intorno ai 100\$/bbl. Nelle prime settimane di maggio, i rapidi progressi sul sesto round di sanzioni dell'UE sulle esportazioni russe hanno però rinnovato le tensioni sui prezzi, con il Brent dtd che si è riportato rapidamente sopra i 110\$/bbl, fino a superare i 130\$/bbl a metà giugno, dopo che la UE ha adottato ufficialmente il sesto pacchetto di sanzioni sul petrolio russo.

Nel Q3, le quotazioni del grezzo hanno visto una progressiva flessione, registrando un valore medio di 100,8\$/bbl. A partire dal mese di luglio, l'offerta mondiale di petrolio è infatti progressivamente aumentata, grazie alla fine di una serie di manutenzioni nelle piattaforme del Mare del Nord e Canada ma soprattutto grazie ai paesi dell'OPEC+ e in particolare dell'Arabia Saudita, Kuwait e Kazakistan che hanno contribuito con produzioni in linea con i target, oltre che alla Libia, tornata a produrre grazie alla revoca di metà luglio della forza maggiore.

In parallelo, è proseguito anche il rilascio di elevati volumi di grezzo dalle scorte strategiche USA. Inoltre, la domanda petrolifera è cresciuta meno del previsto, per il prolungarsi dei lockdown in Cina e per un generalizzato rallentamento economico globale, dove i timori di una recessione per gli elevati costi energetici, inflazione elevata e le politiche restrittive delle banche centrali sui tassi di interesse, hanno pesato sulle quotazioni.

Le esportazioni petrolifere russe sono diminuite da 230 mila barili al giorno a 7,5 mila barili al giorno a settembre, in calo di 560 mila barili al giorno rispetto ai livelli prebellici. A due mesi dall'entrata in vigore dell'embargo alle importazioni russe di greggio, i paesi dell'UE devono ancora diversificare più della metà dei loro livelli di importazione prebellici.

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

Il differenziale “heavy-light” (ovvero tra grezzi “Urals” e “Brent”) nei primi nove mesi del 2022 ha registrato uno sconto medio elevato, pari a 23,6 \$/bbl (pari a 1,2 \$/bbl nello stesso periodo dell'esercizio precedente). Le dinamiche descritte che hanno portato al crollo della domanda di grezzi russi hanno fortemente ampliato lo sconto dell'Ural MED, che nel Q2 ha registrato una media di 34\$/bbl. I volumi russi si sono quindi progressivamente riorientati, in gran parte verso India e Cina, consentendo una lieve ripresa di valore dell'Urals, che in **Q3 ha registrato uno sconto medio nel bacino del Mediterraneo di ca. 26 \$/bbl** (1,8\$/bbl in Q3 / 2021).

Questo fenomeno ha dall'altra parte comportato un apprezzamento dei grezzi sweet (vd. Azeri) che, in un contesto di domanda elevata e alti costi energetici, vengono spesso preferiti ai crudi a più alto contenuto di zolfo, che richiedono processi di desolforazione più onerosi: **il premio medio del grezzo sweet Azeri nei primi nove mesi dell'anno si è quindi attestato a +5,5 \$/bbl** (rispetto a un premio medio di +1,4 \$/bbl nello stesso periodo del 2021). In particolare, la materia light sweet, dopo un ulteriore apprezzamento a luglio, con un premio vs. Brent di +10,6\$/bbl, ha visto una flessione ad agosto e settembre, dovuta ai minori acquisti delle raffinerie Europee, che ha portato la media del trimestre a +5,9\$/bbl in Q3, un valore inferiore e simile al trimestre precedente (+6,5\$/bbl in Q2).

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

Il crack della benzina nei primi nove mesi del 2022 ha registrato una media pari a +18,3 \$/bbl (vs. +9,3 \$/bbl nei primi nove mesi del 2021). Nei primi tre mesi dell'anno i margini si sono mantenuti (in media +9,4 \$/bbl) sostanzialmente in linea all'ultimo trimestre del 2021, quando la benzina, aveva già mostrato il pieno recupero dagli effetti della crisi pandemica.

Lo scoppio della guerra ha in un primo momento impattato meno sulle esportazioni di benzina, uno dei pochi prodotti in cui la Russia non gioca un ruolo significativo in termini di approvvigionamento sui mercati globali. Tuttavia, alcune caratteristiche del prodotto, quali la significativa stagionalità e le differenze geografiche nelle specifiche, hanno influito sull'eccezionale aumento dei prezzi registrato a partire dal mese di aprile. L'elevata domanda registrata sia in Europa sia in USA con l'avvio della stagione estiva non ha infatti trovato riscontro nell'offerta, condizionata da una ridotta capacità di raffinazione (molte raffinerie che lavoravano principalmente benzina sono state chiuse nell'ultimo decennio sia in Europa sia in USA) e dalla minore produzione dovuta alla rimodulazione delle rese in favore del diesel nel periodo immediatamente successivo allo scoppio della guerra. Inoltre, la carenza di componenti alto-ottaniche ha ulteriormente limitato la produzione di benzina. In Q2 il crack della benzina ha quindi toccato un valore medio record di +31,9 \$/bbl. A partire dal mese di luglio e **nel corso del Q3 il prezzo della benzina si è velocemente riportato a valori più simili a quelli stagionali storici registrando una media pari a +13,7\$/bbl (+12,6 \$/bbl in Q3/2021)**, principalmente per un ribilanciamento dei consumi dopo i picchi della «driving season». Il lungo produttivo di benzina è stato ulteriormente accentuato dalle lavorazioni spinte delle raffinerie, che nei mesi precedenti hanno cercato di rispondere alla domanda elevata del diesel, aumentando le lavorazioni delle raffinerie e quindi nel contempo anche la produzione di benzina.

Il crack del diesel (ULSD) nei primi nove mesi del 2022 ha registrato una media di +35,3 \$/bbl (+5,4 \$/bbl nello stesso periodo del 2021). Il confronto tra i due periodi deve necessariamente tenere conto di uno scenario drasticamente mutato a distanza di un anno, e in particolare ancora fortemente penalizzato dagli effetti dalla crisi pandemica e dalla ripresa lenta nei consumi di diesel per la maggior parte del 2021, nonché al contrario degli effetti della guerra in Ucraina a partire dalla fine di febbraio 2022. Nei mesi precedenti lo scoppio del conflitto russo-ucraino, il recupero della domanda a livelli pre-covid aveva riportato i margini del diesel a valori prossimi a quelli pre-pandemia (+11 ÷ 12 \$/bbl). Lo scoppio del conflitto a fine febbraio ha portato a una volatilità e a quotazioni del diesel senza precedenti, alla luce di una carenza strutturale di distillati medi dell'Europa, fino a quel momento storicamente compensata dalle importazioni di prodotto russo (fino a 800-900 kbb/g, ca. il 35% delle importazioni europee di gasolio, pari al 10-12% del totale fabbisogno del vecchio continente²). Contemporaneamente, dalla Russia è venuta meno la disponibilità di crudi sour Urals, largamente impiegati (circa il 20% del grezzo lavorato) nelle raffinerie europee, e in buona parte utilizzati nella produzione di distillati medi. I vincoli di numerosi impianti nella produzione di diesel da altre qualità di grezzi, in particolare nella capacità di hydrotreating, hanno costretto numerose raffinerie a ridurre le lavorazioni.

² Fonte IEA, International Energy Agency, Oil Market Report, March 2022

Questo shock dell'offerta si è sommato a una preesistente scarsa capacità inutilizzata di raffinazione in Europa e negli Stati Uniti, aggravata negli ultimi due anni dagli impatti della pandemia sul settore (la IEA calcola che negli ultimi 3 anni la capacità di raffinazione globale si sia ridotta di ca. 3mb/g).

Il crack del diesel ha quindi registrato in Q2 un valore medio di +44,8\$/bl.

Nel terzo trimestre, dopo una parziale flessione a luglio, dovuta alle elevate esportazioni di distillati medi dall'Asia verso l'Europa, il crack del diesel ha ripreso il trend crescente, segnando una media di +42 \$/bbl (+7 \$/bbl in Q3 / 2021), in un contesto sempre caratterizzato da domanda forte e offerta insufficiente. Inoltre, l'incombente embargo dell'UE sul diesel russo (a decorrere da inizio febbraio 2023) ha generato un'ulteriore spinta rialzista sui crack.

Passando all'analisi del jet fuel, questo, nei primi nove mesi del 2022, ha registrato un crack medio di +31,9 \$/bbl, (vs. una media di +2,6 \$/bbl nei primi nove mesi del 2021). Nel periodo pre-conflitto, il traffico aereo aveva mostrato un recupero, in particolare nell'ultimo trimestre del 2021. In seguito allo scoppio del conflitto russo ucraino, il jet, analogamente al diesel, ha ricevuto supporto dalla mancanza di offerta che ha impattato tutto il pool dei distillati medi. Infine, nonostante le cancellazioni dei voli russi abbia agito da freno ad una parte del traffico aereo europeo, la chiusura dello spazio aereo russo e ucraino ha aumentato la durata di numerosi voli intercontinentali tra Europa ed Asia, con maggiori consumi di jet fuel. Per quanto riguarda i voli a corto raggio, in Europa si è registrato un aumento del traffico (i dati di Eurocontrol mostrano un livello ormai tornato entro l'85% del livello di attività del 2019). Nel Q2 il crack del jet si è portato quindi a una media di +44,1 \$/bbl,

In Q3 il jet ha registrato un crack in media pari a 36,2 \$/bbl (+4,1\$/bl in Q3 / 2021), in leggera flessione rispetto al Q2, analogamente a quanto descritto per il diesel, per una maggiore offerta derivata dalle importazioni dall'Asia all'Europa.

Il crack del VLSFO nei primi nove mesi ha registrato una media di +4,5 \$/bbl (rispetto a una media di +2,2 \$/bbl nello stesso periodo del 2021). I margini del VLSFO avevano seguito un andamento piuttosto costante nel periodo pre-conflitto, in continuità con i valori in ripresa registrati nell'ultimo trimestre del 2021, a fronte dell'aumento del traffico marittimo e dei consumi di olio combustibile utilizzato per la generazione di energia elettrica in sostituzione del gas. Dopo lo scoppio del conflitto russo ucraino, i prezzi del VLSFO hanno subito un'ascesa, che si è riflessa anche nei costi di nolo, dovuta al supporto derivato dal valore dei distillati medi (da cui dipende la quotazione di talune componenti di blending come ad es. il GAV). La media del crack VLSFO in Q2 è stata pari a 7,4 \$/bbl (quasi raddoppiata rispetto alla media di 3,8 \$/bbl di Q1), con picchi giornalieri oltre i 14 \$/bbl nella prima parte di aprile. **In Q3 il crack del VLSFO ha subito una forte flessione registrando un valore medio pari a +2,4 \$/bbl (+0,8 \$/bbl nello stesso periodo del 2021), in calo del 67% rispetto alla media di +7,4\$/bbl registrata del Q2, in particolare dovuto alla riduzione del traffico marittimo di merci, per il rallentamento economico globale.**

Per contro, il crack del HSFO è crollato fino a -32 \$/bbl nella prima settimana del conflitto, poiché gli operatori occidentali hanno drasticamente tagliato gli approvvigionamenti di olio combustibile di origine russa: il crack medio dei primi nove mesi si è attestato a -29,2 \$/bbl registrando un deprezzamento progressivo nel periodo (con medie pari a -21 \$/bbl in Q1; -28,1 \$/bbl in Q2 e -38,4 \$/bbl in Q3) rispetto a una media di -10,5 \$/bbl nello stesso periodo del 2021. L'olio combustibile HS è rimasto a valori depressi anche nel Q3, toccando un nuovo minimo con la media di settembre (-42,6 \$/bbl). Tale andamento è correlato alla scontistica dei grezzi HS (data la riduzione degli acquisti asiatici che hanno preferito la materia russa a forte sconto), oltre che alla disponibilità di materia alto zolfo di origine russa. **Nel complesso, il crack HSFO in Q3 è stato pari a -38,4 \$/bbl (vs. -11,6 in Q3/2021).**

Marketing

In Italia, secondo i dati rilevati da Unione Energie per la Mobilità (UNEM), nei primi nove mesi del 2022 i consumi di prodotti petroliferi mostrano un incremento del 5,3% rispetto allo stesso periodo del 2021, ma ancora inferiori (-3,5%) rispetto ai primi nove mesi del 2019. I consumi di carburanti da autotrazione (benzina e gasolio) hanno mostrato un recupero importante e pari al +6,3% rispetto al 2021, e consumi finalmente in linea (+0,3%) con il 2019, grazie a una forte ripresa della benzina (+5,6%) e un sostanziale riallineamento del diesel (-0,3%). Nello scostamento negativo verso il 2019 pesano i consumi di Jet ancora inferiori del - 25,2% rispetto al periodo pre-pandemico.

In Q3 i consumi petroliferi sono risultati in linea (-0,1%) rispetto allo stesso periodo del 2021, e quindi ancora inferiori rispetto allo stesso periodo del 2019 (-7,1%). Nel trimestre il dato sulle vendite di benzina e gasolio è stato positivo (le vendite complessive dei due carburanti sono aumentate del +0,4% vs 2021 e del +4,8% vs 2019). A impattare il confronto è ancora il recupero della domanda di jet, molto positivo (+92%) rispetto al Q3/2021, ma ancora inferiore del (-20,5%) rispetto allo stesso trimestre del 2019.

Passando all'analisi del mercato spagnolo, i dati compilati da CORES finora disponibili fino al mese di agosto, mostrano che durante il solo mese di agosto il consumo dei carburanti autostradali è cresciuto dello 0,5% rispetto ad agosto 2021. In particolare, la domanda di benzina è aumentata del 4,7% mentre si è ridotto il consumo di gasolio (-0,7%).

Rispetto alla situazione pre-pandemia del 2019 nel mese di agosto il consumo di carburanti autostradali è stato complessivamente inferiore (-2,6%): il consumo di benzina è significativamente aumentato (+7,5%) ma si è registrato nel mese un minor consumo di gasolio (-5,3%).

Nei primi otto mesi del 2022 il consumo di carburanti autostradali in Spagna è in generale aumentato del +5,5% verso lo stesso periodo del 2021, con una crescita della domanda importante in particolare per la benzina (+12,6%) oltre che per il gasolio auto (+3,8%).

Energia elettrica e CO2

La tendenza fortemente rialzista che a partire dalla seconda metà del 2021 ha caratterizzato il mercato del gas naturale e quello, ad esso collegato, dell'energia elettrica, si è aggravata nel 2022 con lo scoppio del conflitto russo-ucraino, con il prezzo spot del gas naturale al TTF (il mercato di riferimento europeo per il gas naturale) che a inizio marzo ha toccato picchi di 323 €/MWh e il PUN (Prezzo Unico Nazionale dell'energia elettrica) i 588 €/MWh. È infatti cresciuto l'allarme per un'estensione delle sanzioni adottate verso la Russia al comparto del gas, con il rischio di un'interruzione parziale o totale delle forniture dal paese.

In questo contesto, **nei primi nove mesi dell'anno il PUN ha registrato una quotazione media di 323 €/MWh con una media di 472 €/MWh in Q3** (vs 125 €/MWh nello stesso trimestre del 2021) in ulteriore rialzo rispetto ai valori già molto elevati registrati nei trimestri precedenti (248 €/MWh in Q1 e 249 €/MWh in Q2), con un picco massimo a fine agosto (oltre 706 €/kWh). Per far fronte a questa emergenza il decreto Sostegni ter (DL 4/2022, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 25), ha disposto il riconoscimento di un contributo straordinario, sotto forma di credito d'imposta, a parziale compensazione dei maggiori oneri sostenuti per l'energia elettrica acquistata e impiegata nell'attività economica durante il primo, il secondo, il terzo trimestre 2022, e nei mesi di ottobre e novembre, in favore delle «imprese a forte consumo di energia elettrica» (cosiddette "imprese energivore"³), come la società Sarlux srl, controllata del Gruppo Saras.

Le **quotazioni EUA dei permessi europei per le emissioni di anidride carbonica** hanno registrato nei primi nove mesi del 2022 una media pari a 82 €/ton. Nel terzo trimestre l'andamento è rimasto invariato rispetto al Q2 nel periodo luglio-agosto (84,2 €/ton), con una brusca flessione a settembre (-18%), sulla scia del ridimensionamento delle quotazioni del gas. Nel complesso, il costo medio della CO2 in Q3 è stato pari a 79,5 €/ton (vs 56,9 €/ton nello stesso trimestre del 2021), e di poco inferiore al Q2 (83,4€/ton).

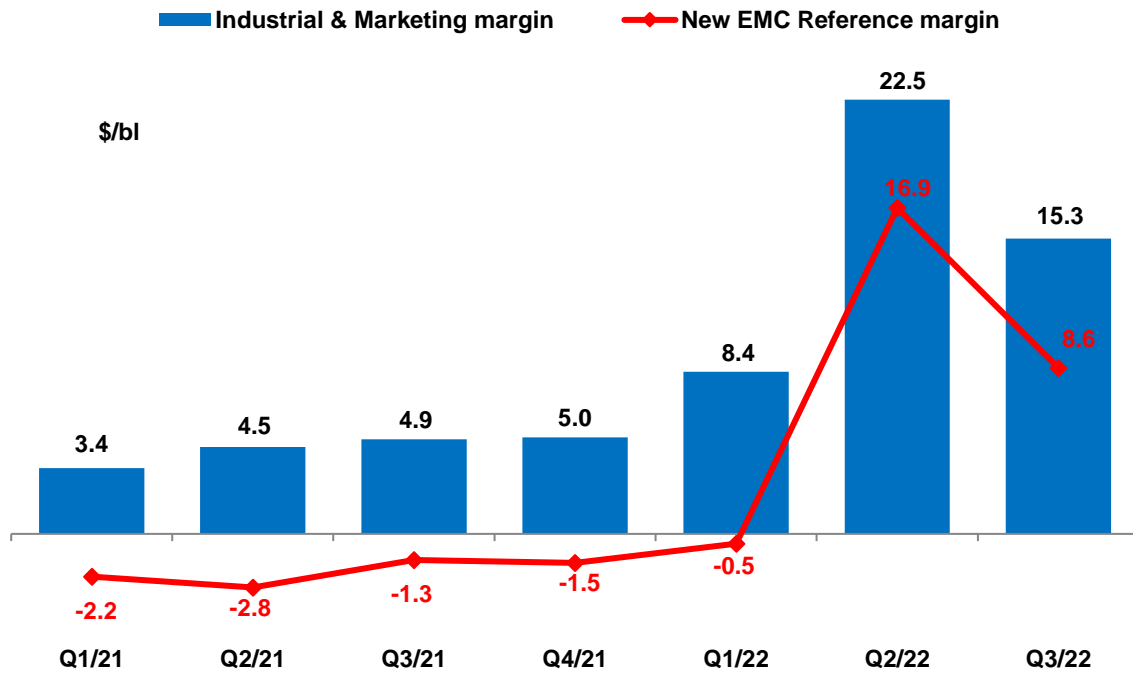
Margini di raffinazione e margine Saras Industrial & Marketing

Per quanto concerne l'analisi della redditività del segmento Industrial & Marketing, Saras utilizza come riferimento il margine di raffinazione "EMC Reference Margin" benchmark, rispetto al quale la raffineria di Saras consegue tipicamente un margine superiore grazie alle caratteristiche di elevata flessibilità e complessità dei propri impianti, oltre che dell'andamento delle operazioni industriali e commerciali.

Nel Q3 2022 l'EMC Reference Margin, alla luce del contesto di mercato descritto nel paragrafo precedente, si è attestato a una media di 8,6 \$/bbl (vs una media negativa di -1,3 \$/bbl in Q3/21). **Il margine Saras è stato pari a 15,3 \$/bbl** (4,9 \$/bbl nello stesso periodo dell'esercizio precedente), **evidenziando un premio di +6,7 \$/bbl, di cui 1,0 \$/bbl il contributo del canale Marketing** (6,1 \$/bbl nel Q3 del 2021 con un contributo di 0,9\$/bbl del canale Marketing).

Nei primi nove mesi del 2022 l'EMC Reference Margin, si è attestato a una media di 8,3 \$/bbl (vs un EMC negativo pari a -2,1 \$/bbl nello stesso periodo del 2021). **Il margine Saras è stato mediamente pari a 16,1 \$/bbl** (4,3 \$/bbl nello stesso periodo dell'esercizio precedente), **evidenziando un premio di +7,8 \$/bbl** (+6,5 \$/bbl nello stesso periodo del 2021).

³ "di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 dicembre 2017, pubblicato per comunicato nella Gazzetta Ufficiale n. 300 del 27 dicembre 2017".



Evoluzione prevedibile della Gestione

L'International Energy Agency (IEA) nell'ultimo Oil Market Report rilasciato a ottobre ha parzialmente rivisto le stime sulla **domanda petrolifera globale**, con una previsione per il 2022 di crescita della domanda annua di +1,9 mb/g y-o-y, e consumi medi pari a 99,6 mb/g nell'anno. Tale stima rivede positivamente le stime di luglio - riportate nella prevedibile evoluzione della gestione del Gruppo Saras al 30 giugno 2022 - che vedevano per quest'anno una crescita di +1,7 mb/g e consumi in media pari a 99,2 mb/g. Nel report intermedio di agosto la IEA ha infatti evidenziato come, nonostante un previsto rallentamento dei consumi, a partire dal terzo trimestre fosse atteso un bilanciamento grazie alla maggiore domanda petrolifera per la produzione di energia elettrica in sostituzione al gas (stimata fino a ca. +380 mb/g).

Per il 2023 la IEA ha rivisto invece al ribasso le previsioni di crescita: +1,7 mb/d y-o-y (in riduzione rispetto ai +2,1 mb/g y-o-y delle stime di luglio), con una media di consumi però stabile a 101,3 mb/g, vista la revisione sul 2022, e una forte crescita dei paesi emergenti a controbilanciare il rallentamento delle economie OCSE.

Guardando **all'offerta petrolifera globale**, a inizio ottobre, i paesi membri dell'OPEC+, dopo aver dato un sostanziale contributo all'aumento della produzione mondiale registrato in Q3 (+2,1 mb/g, per un'offerta pari a 101,2 mb/g nel mese di settembre), hanno annunciato un taglio a partire dal mese di novembre pari a 2 mb/g rispetto agli obiettivi di produzione ufficiali (stimato tuttavia in 1 mb/g effettivi data la sottoperformance del blocco rispetto alle quote). A valle dell'annuncio le quotazioni del grezzo, che dopo i picchi di oltre 120\$/bl di giugno erano scese a una media di 90 \$/bl a settembre, hanno toccato massimi di ca. 99 /bbl, per poi riassetarsi a valori intorno ai 92 ÷ 93 \$/bbl. Rimane inoltre in vigore il sesto pacchetto di sanzioni Ue adottato a maggio 2022 che prevede l'embargo alle importazioni via nave di greggio russo, e che scatterà il prossimo 5 dicembre per il petrolio grezzo.⁴

Sempre nel report di ottobre, la IEA evidenzia come questo contesto aggrava i rischi derivanti da un mercato petrolifero già "corto" di grezzo prima della crisi russo ucraina, e che, anche tenendo conto delle aspettative di una domanda in progressivo rallentamento, "ridurrà drasticamente la necessaria accumulazione di scorte petrolifere nel resto del 2022 e nella prima metà del 2023". Le persistenti tensioni sui mercati fisici del greggio e gli elevati margini di raffinazione evidenziano infatti il permanere di un sottostante disequilibrio tra domanda e offerta. In particolare, nei paesi dell'OCSE, sebbene i prezzi elevati del carburante abbiano iniziato a intaccare i consumi petroliferi, ciò sembra in questo momento riequilibrato da un rimbalzo della domanda più forte del previsto nelle economie emergenti e in via di sviluppo, guidate dalla Cina, che inizia a ripartire dopo le chiusure per il covid.

Inoltre, sempre nel report IEA viene evidenziata la resilienza delle esportazioni di grezzo russo in Europa che, se pur in progressiva riduzione nei mesi successivi allo scoppio del conflitto, si sono attestate in settembre a 7,5 mbl/g, in calo di 560 mila barili al giorno rispetto ai livelli prebellici: tale andamento rende necessario da parte dei paesi membri della UE, a meno di due mesi dall'entrata in vigore dell'embargo, diversificare più della metà delle livelli di importazione prebellici lontano dalla Russia.

Secondo la IEA, infine, la produttività globale delle raffinerie risponderà al rallentamento della domanda nell'ultima parte dell'anno e nel 2023, contribuendo a mantenere livelli di scorte relativamente bassi.

Le quotazioni petrolifere dell'ultimo mese hanno riflesso i fenomeni appena descritti, anche se i prezzi dei prodotti hanno registrato un incremento più che proporzionale rispetto a quelli del Brent, con un'espansione dei margini che nel caso della benzina già dall'ultima settimana di settembre sono tornati a mostrare valori a due cifre e in media pari a 11,4 \$/bbl e nel caso del diesel si sono attestati a una media di 58,3 \$/bbl, evidenziando un mercato particolarmente "corto" di gasolio in particolare nell'area MED.

Contemporaneamente, nonostante il perdurare di un'elevata instabilità sui mercati del gas e dell'energia elettrica, dopo i picchi di fine agosto il prezzo del gas è calato significativamente in Europa e in Italia, grazie a diversi fattori, tra cui il riempimento degli stoccaggi e temperature medie particolarmente miti per il mese di ottobre. Il PUN è sceso progressivamente dai massimi di oltre 740 €/MWh di fine agosto e, dal 19 ottobre, ampiamente sotto 200 €/MWh con una media giornaliera pari a ca. 176 euro/MWh: la riduzione va ricondotta al nuovo pacchetto contro il caro energia, presentato il 18 ottobre 2022 dalla Commissione europea, che prevede, tra le altre misure, l'applicazione di un price cap al prezzo del gas. La proposta della Commissione dovrà essere vagliata dal Consiglio europeo il 20 e 21 ottobre e approvato definitivamente dai ministri dell'Energia dei paesi membri che si riuniranno nel mese di novembre.

⁴ A inizio ottobre il Consiglio Ue ha approvato ufficialmente l'ottavo pacchetto di sanzioni contro Mosca che comprende il tetto al prezzo del petrolio esportato via nave dalla Russia a paesi terzi. In base all'accordo, gli Stati membri Ue non potranno fornire servizi di trasporto marittimo, assistenza tecnica, intermediazione finanziaria o finanziamento, al greggio (da dicembre 2022) e ai prodotti petroliferi (da febbraio 2023) esportati dalla Russia a un prezzo più alto rispetto a quello del price cap. Il nuovo pacchetto include le basi legali per fissare un tetto al prezzo del petrolio russo, che verrà definito più avanti, in base a una serie di valutazioni tecniche svolte in modo congiunto dai vari Paesi aderenti all'iniziativa.

Le ipotesi sullo scenario oil del quarto trimestre, basate prevalentemente sull'andamento delle curve forward delle commodities petrolifere⁵, portano a considerare per la fine del 2022 quotazioni del Brent in continuità con quelle attuali (90 ÷ 95 \$/bbl), e con una premialità dei grezzi a basso tenore di zolfo, come l'Azeri, ancora molto elevata rispetto alle medie storiche. È inoltre ragionevole prevedere, pur in presenza di un rischio di rallentamento dei consumi, crack del diesel ancora elevati e mediamente in linea con la media registrata in Q3 (42 \$/bbl), in presenza di un mercato europeo corto di gasolio e dell'incombere delle sanzioni sulle importazioni di prodotto dalla Russia a partire da febbraio 2023. Per quanto riguarda i crack della benzina, esposti a un rischio di riduzione dei prezzi a fronte di un eccesso di produzione e di un rallentamento dei consumi, è prevedibile un ribilanciamento dai livelli attuali a valori prossimi alle medie storiche stagionali.

Relativamente ai costi energetici, e in particolare con riferimento al costo dell'energia elettrica e della CO₂, sulla base di quanto indicato dalle principali società analiste di settore⁶ si ritiene di prevedere, nonostante la correzione al ribasso nei prezzi di gas e dell'energia elettrica registrata nel mese di ottobre, un PUN e un prezzo della CO₂ a livelli in linea con quelli di Q3, dato il permanere di un'elevata volatilità sul mercato del gas ed elettrico.

Alla luce di tali ipotesi, e della performance consuntivata nei primi nove mesi dell'anno, la Società ritiene di conseguire nel 2022 un premio medio annuo rispetto all'EMC Reference margin compreso tra 7 ÷ 8 \$/bbl, inclusivo di un contributo di 0,5 \$/bbl del canale marketing. Tale stima si confronta con la precedente *guidance* che indicava un premio medio annuo di 6 ÷ 7 \$/bbl sull'EMC, di cui 0,5 \$/bbl del canale marketing.

Per quanto riguarda il **segmento Renewables**, a partire dal mese di febbraio, la valorizzazione delle produzioni del segmento tiene 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 61 €/MWh, da applicare alle sezioni produttive non incentivate ed entrate in esercizio prima del 2010 (circa il 63% della capacità installata).

Sempre in ambito Renewables, il Gruppo prosegue tramite la controllata Sardeolica le attività autorizzative per lo sviluppo di nuovi impianti greenfield per cui è atteso l'ottenimento nel corso del 2023 di nuove autorizzazioni per lo sviluppo di ulteriore capacità eolica e fotovoltaica con l'obiettivo di raggiungere una capacità rinnovabile installata complessiva di 500 MW entro il 2025.

È inoltre in fase di avanzamento la progettazione del nuovo parco fotovoltaico Helianto da 80MW di recente autorizzazione e la cui operatività è attesa entro la fine del 2023.

Per quanto riguarda gli investimenti del Gruppo, si prevede entro la fine del 2022 un ammontare di investimenti pari a circa 135 milioni di Euro, in parziale riduzione rispetto alla precedente previsione di 150 milioni di Euro. In particolare, nel segmento Industrial & Marketing sono previsti investimenti pari a ca. 100 milioni di Euro, con uno spostamento al 2023 di alcune attività di manutenzione inizialmente previste nell'anno. Nel segmento Renewable si conferma un ammontare di investimenti pari a 27 milioni di Euro, relativi principalmente alla realizzazione del parco fotovoltaico di 80MW nell'area di Macchiareddu.

In merito all'andamento atteso della Posizione Finanziaria Netta del Gruppo, ci si attende per la fine del 2022 un miglioramento rispetto alla posizione finanziaria consuntivata al 30 settembre 2022, grazie al contributo della gestione caratteristica, che rimane soggetta alla variabilità dell'evoluzione dello scenario per quanto attiene il capitale circolante e tiene conto del pagamento delle imposte nell'ultima parte dell'anno.

Infine, 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, finalizzata a fornire idrogeno verde alla raffineria di Saras attraverso l'utilizzo di un elettrolizzatore da circa 20MW alimentato da energia rinnovabile attraverso un contratto PPA. A fine settembre SardHy Green Hydrogen, società nata dal progetto di Enel Green Power e Saras, è stata riconosciuta tra i beneficiari dei fondi stanziati a livello europeo nell'ambito dell'iniziativa IPCEI Hy2Use, il secondo Important Project of Common European Interest sull'H₂ approvato dalla Commissione Europea, che supporta la ricerca, la prima applicazione industriale e la costruzione delle infrastrutture nella catena del valore dell'idrogeno. SardHy Green Hydrogen è una delle quattro aziende italiane ammesse al programma europeo e per cui sono previsti fondi complessivi pari a 500 milioni di Euro in tutto.

⁵ Fonti: per il mercato Oil: curve forward al 5 ottobre per Brent e Cracks; indicazioni Supply Chain Management per premi/sconti grezzi.

⁶ Fonti per mercato energetico: stime di AFRY-Pöyry (Jul'22); Elemens (Sep'22); Ref4E e Nomisma (Oct'22).

Relativamente al progetto di Carbon Capture and Storage, dopo la conclusione nel 2021 di una la prima fase finalizzata a valutare diverse soluzioni impiantistiche per la cattura della CO₂, procede con Air Liquide la fase di studio finalizzata a definire gli aspetti relativi all'intera catena di sviluppo inclusi aspetti di logistica e trasporto, unitamente a una stima dei costi e delle tempistiche.

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

Audio-conferenza del 28 ottobre 2022 ed ulteriori Informazioni

Il giorno 28 ottobre 2022 il Consiglio di Amministrazione di Saras SpA si riunirà per l'approvazione del Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2022. 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).

Alle ore 16:00 CEST 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 alla webcast è il seguente: <https://87399.choruscall.eu/links/saras221028.html>

La registrazione e la trascrizione della 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). Inoltre, il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 30 settembre 2022 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".

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).