

# **i**MPIANTISTICA

*italiana* Organo ufficiale dell'Associazione Nazionale di Impiantistica Industriale ANIMP



## RINNOVABILI

Il ruolo chiave dell'energy storage  
nella transizione energetica

## TECNOLOGIA

Ansaldo Energia pronta  
per la nuova sfida dell'idrogeno

## CONVEGNI

Impiantistica e prospettive di  
investimento al centro del confronto  
tra i protagonisti del settore



wood.

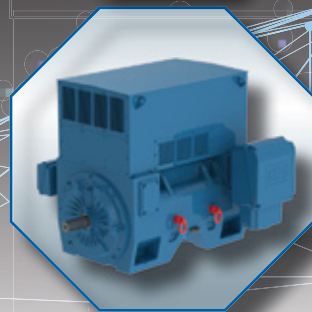
**i Focus**

Energia ed Oil & Gas



# AT WEG WE ALWAYS BELIEVE IT IS POSSIBLE TO DO BETTER.

Everyday we work to make our products, processes and developments more efficient, productive and innovative.





# EMPOWERING YOUR OIL & GAS PROJECT

Complete Electrical and Instrumental Turnkey projects as per customer requirements  
Design and construction of MV/LV substations MV/LV switchgears  
Complete industrial Automations Systems  
PLC,SCADA,HMI software development  
Hazardous Area Electrical Equipments

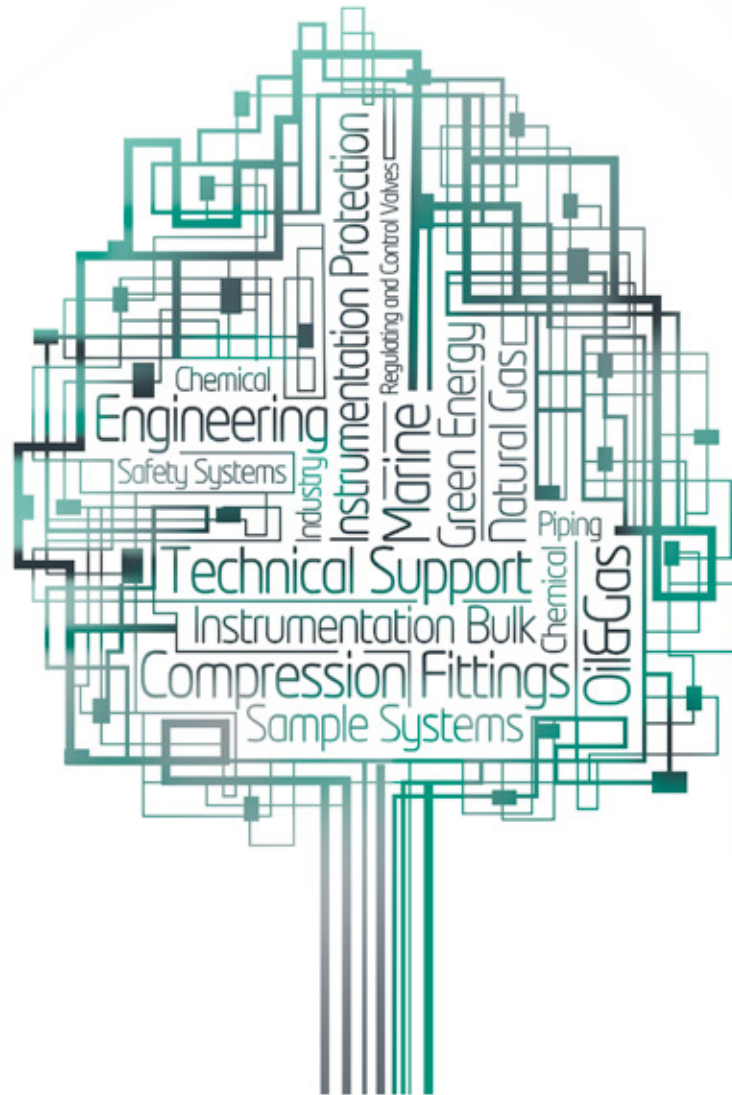


**Complete Electrical and Instrumental  
Turnkey projects as per customer requirements**



COSTRUZIONI ELETTROTECNICHE CEAR s.r.l.  
Via Monza 102 20060 Gessate - Mi - Italy  
Ph. +39 02 929290.1 Fax. + 39 02 92151670  
[www.cearsistemi.it](http://www.cearsistemi.it) --- [info@cearsistemi.it](mailto:info@cearsistemi.it)

# Esperienza e Competenza. Le radici del successo.



Portare un progetto al successo è la nostra priorità e lo realizziamo da oltre 40 anni.

Per raggiungere questo obiettivo servono impegno costante, un grande lavoro di squadra e una forte capacità di integrazione con l'Azienda. In due parole: Esperienza e Competenza.

Questo è il nostro lavoro. Conoscere perfettamente ogni dettaglio di produzione dei progetti per gestirli in modo ottimale grazie all'Esperienza maturata negli anni. RTI, da oltre 40 anni partner del mondo dell'Energia.



[rti-tec.com](http://rti-tec.com)





**XYLEM Group is a Service specialized  
EPC Contracting Company with expertise  
in the following fields of operation  
for the Oil & Gas, Petrochemical  
and Power sectors:**

- **Project Financing**
- **Process Design**
- **Basic and Detailed Engineering**
- **Procurement Services**
- **Equipment and Bulk material Supply**
- **Construction and Installation**
- **Commissioning and Start-up**
- **EPC Project Management**
- **Quality Management & Material verification**

**XYLEM srl**

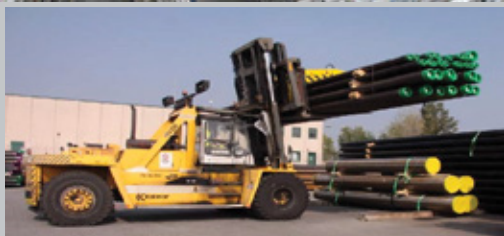
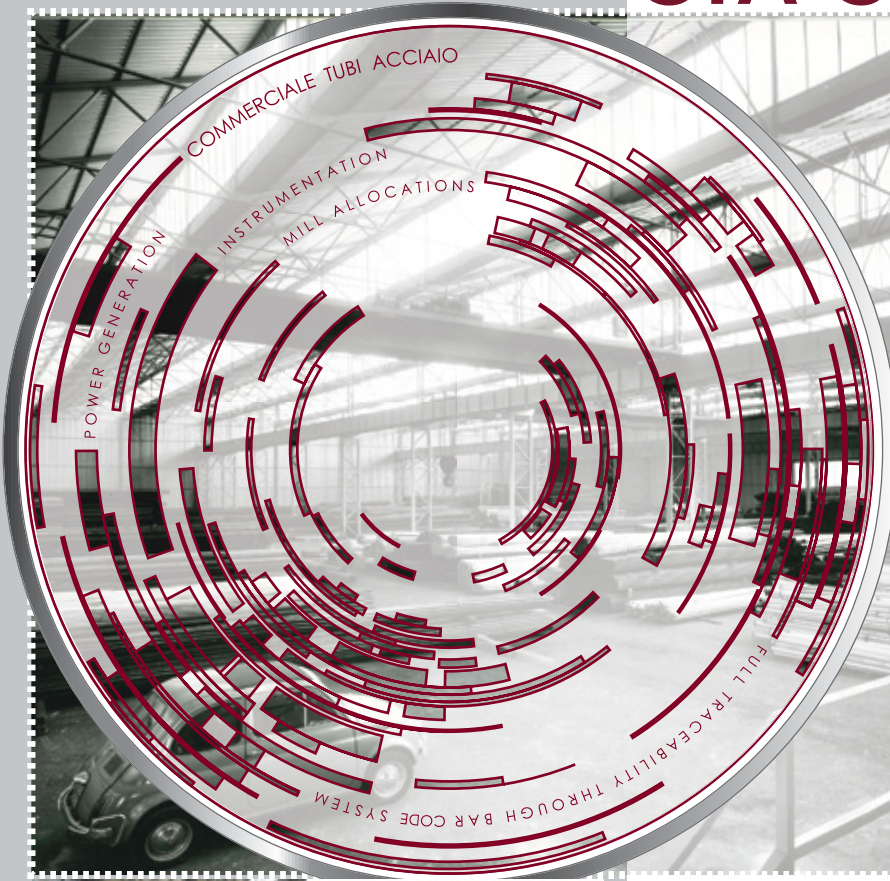
**Via G.Fara 39 20124 Milano**

**Ph. +39 02 36634000**

**Email: [info@xylem.it](mailto:info@xylem.it)**



## CTA Group



PIPES, FITTINGS, FLANGES  
AND VALVES  
FOR PETROCHEMICAL,  
GAS PROCESSING,  
REFINERY,  
POWER GENERATION & NUCLEAR,  
OFFSHORE PLATFORMS

*Complete customized range of services  
to support requests and need of clients  
in Project Management*

Head Office and Warehouse  
**COMMERCIALE TUBI ACCIAIO**

Viale Lidice, 40  
10095 GRUGLIASCO  
TORINO - ITALY  
Ph. +39 011 314 51 11  
info@ctaspa.com

[www.ctaspa.com](http://www.ctaspa.com)

CTA - Italy  
(Grugliasco, Grezzago, Genova, Padova)

CTA - France

CTA IBERIA - Spain

CTA ASIA PACIFIC - Hong Kong

CTA CASPIAN SEA - Kazakhstan

CTA POLSKA - Katowice

TAD Long Products - Italy

ALCO - France

E.I.T.I. - Italy





AUCOTEC



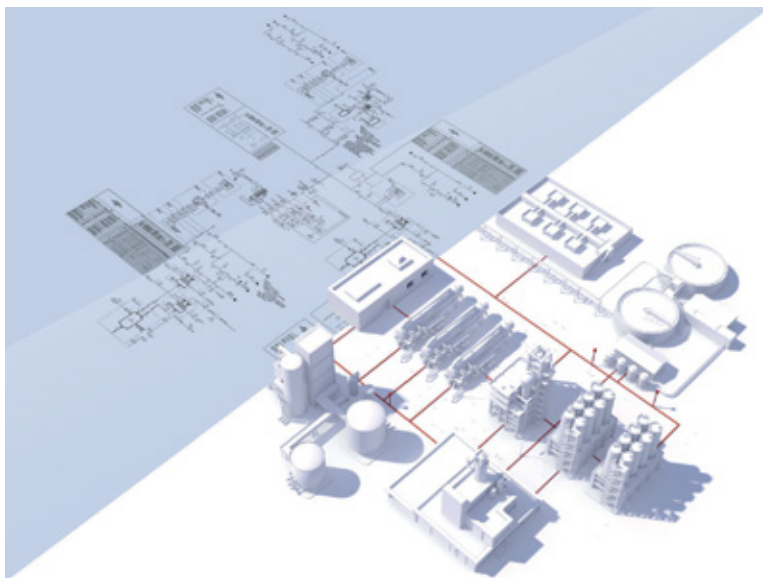
# ENGINEERING BASE

## LA BASE DATI COME NUCLEO DELLA PROGETTAZIONE

Industria 4.0 è sinonimo di digitalizzazione.

Nell'ingegneria impiantistica significa mettere a disposizione il "digital twin" dell'impianto, ossia la sua rappresentazione virtuale.

La piattaforma **Engineering Base** di Aucotec, grazie alla propria architettura server a più livelli, offre questa fonte di dati centrale e interdisciplinare per la rappresentazione di un impianto digitale gemello completo.



**Non-stop cooperative plant engineering from plant design to operation**



AUCOTEC

Per maggiori informazioni: [info.it@aucotec.com](mailto:info.it@aucotec.com)

AUCOTEC s.r.l. ■ Via Italia 44C ■ 20900 Monza (MB) ■ [www.aucotec.com](http://www.aucotec.com)

**Organo ufficiale dell'Associazione  
Nazionale di Impiantistica  
Industriale ANIMP**

**Direttore Editoriale/Executive Editor**  
Daslav Brkic

**Comitato Scientifico  
Scientific Board**

Armando Brandolese, Fabrizio Di Amato,  
Augusto Di Giulio, Gino Ferretti, Maurizio  
Gatti, Pietro Giribone, Luigi Iperti, Carlo  
Noè, Roberto Piattoli, Cesare Saccani,  
Massimo Tronci, Renato Wegner

**Comitato Editoriale/Editorial Board**

Anna Valenti, Antonio Calabrese,  
Claudia Ciccarone, Cristina Costa,  
Fabia Perrone, Giovanni Barbieri,  
Marco Marini, Marco Pepori,  
Martina Scimone, Massimo Rebecchi,  
Matteo Patera, Micaela Montecucco,  
Nicola Mondelli, Sergio Valgattari,  
Silvia Sangiorgi, Sylvie Carret

**Direttore Responsabile  
Editor in Chief**

GABRIELE DOSSENA  
gabriele.dossena@animp.it

**Segreteria/Secretary**

Chiara Scarongella  
chiara.scarongella@animp.it

**Editore/Publisher**

ANIMP Servizi s.r.l.

**Direzione/Head Office**

Via Chiaravalle, 8 - 20122 Milano  
Tel. 02 67100740  
Fax 02 67071785

**Pubblicità/Advertising Agency**

O.V.E.S.T. s.r.l.  
Via Matteotti, 55  
20068 PESCHIERA BORROMEO (MI)  
Tel. 02 5469174 - 02 5460135  
Fax 02 55185263  
ovest@ovest.it

**Impaginazione/Graphic design**

STUDIO BART  
20032 CORMANO (MI)  
studiobart@gmail.com

**Progetto grafico/Graphic layout**

SDWWG  
www.sdwwg.it

**Stampa/Printers**

Litotipografia S.M.  
20032 CORMANO (MI)

**Abbonamento annuale per sei numeri:**

85 euro per l'Italia (estero 120 euro)  
Bonifico bancario UNICREDIT Banca  
IT9010200801629000100408125  
intestato Animp Servizi srl  
Registrato Tribunale di Milano  
5.6.1987 n°449

# Sommario



Wood

- 11 EDITORIALE**  
**Verso un futuro di grandi trasformazioni**  
Daslav Brkic,  
*Direttore editoriale Impiantistica italiana  
e Consulente Centro studi ANIMP*
- 14 RINNOVABILI**  
**Il ruolo chiave dell'energy storage  
nella transizione energetica**  
Antonio Zingales, *Corporate Development &  
Innovation Director - SAET*
- 21 TECNOLOGIA**  
**Ansaldo Energia e la sfida dell'idrogeno**  
Micaela Montecucco,  
*responsabile Ufficio Stampa  
Ansaldo Energia*
- 26 NEW TRENDS**  
**Hydrogen, water and the Energy  
Transition: a case study by Cannon Artes**  
Marcello Zelioli, *Business Development  
Manager, Energy Transition*  
Serena De Maria, *R&D Engineer  
Cannon Artes*
- 31 CONVEGNI/ 1**  
**Impiantistica e prospettive  
di investimento nell'era  
della "transizione energetica"**  
Daslav Brkic, *Direttore editoriale Impiantistica  
italiana e Consulente Centro studi ANIMP*
- 36 CONVEGNI/ 2**  
**La catena del valore dell'idrogeno**  
Lorenzo Stocchino,  
*Delegato Sezione Energia, ANIMP  
Vice President, Power Plant Engineering,  
Ansaldo Energia*
- 39 PROSPETTIVE**  
**Filiera dell'impiantistica industriale,  
queste le dieci principali tendenze**  
Giacomo Franchini, *Direttore, SupplHi*
- 43 NEW TECHNOLOGIES**  
**Circular Hydrogen from Waste  
Gasification**  
Giacomo Rispoli, *Managing Director,  
MyRechemical*  
Gaetano Iaquaniello, *Vice-Chairman,  
NextChem S.p.A.*  
Annarita Salladini, *Senior Process Engineer -  
MyRechemical*  
Alessia Borgogna, *Junior Process Engineer -  
MyRechemical*
- 49 FOCUS**  
**Energia ed Oil & Gas**
- 65 OPPORTUNITIES**  
**Sustainable energy vectors:  
methanol perspectives**  
Luca Basini, *Technology Advisor, R&D*  
Fabio Furesi, *R&D*  
Cesario Mondelli, *Director, Shipbuilding R&D*  
Nicola Mondelli, *Director, Research  
and Technology Development  
Rosetti Marino S.p.A.*
- 74 SOSTENIBILITÀ**  
**Idrogeno e transizione energetica:  
perché non è (ancora) realtà**  
Omar Bedani, *Manager of Commercial  
Operations Technology & Products*  
Fabio Ruggeri, *Manager of Technology,  
Technology and Products*  
Valentina Depetri, *Principal Technology  
Process Engineer  
Wood*
- 79 SUSTAINABLE SOLUTIONS**  
**Hydrogen and its  
thermodynamic modeling**  
Laura Annamaria Pellegrini,  
*Full Professor of Chemical Plants*  
Giorgia De Guido, *Assistant Professor  
Politecnico di Milano*
- 85 CASE STUDY**  
**Come la trasformazione digitale  
promuove risultati sostenibili  
nell'industria chimica**  
Stephen Reynolds, *Industry Principal -  
Chemicals, AVEVA*
- 88 INNOVATION**  
**Termomeccanica Pompe is part of ITER,  
the world's largest experiment  
on the path to clean fusion energy**  
Fabrizio Cademartori, *Structural Design  
Department Manager  
Termomeccanica Pompe*
- 92 NUOVE FRONTIERE**  
**Sterlite Power fornisce luce  
alle regioni più remote dell'India  
utilizzando energia rinnovabile**  
A cura di Bentley Systems
- 96 INGEGNERIA**  
**Serbatoi di stoccaggio con tetto  
galleggiante a doppio pontone**  
Armando Falla, *Coordinatore divisione R&S*  
Roberto Nicosia, *Responsabile divisione  
Eureka  
VED*
- 102 REGOLE & MERCATO**  
**Motori per aree pericolose,  
essenzi e nuova normativa  
per l'efficienza energetica**  
Marek Lukaszczyc, *Marketing Manager, Europe  
& Middle East - WEG*
- 106 BEST PRACTICES**  
**The basis to create a construction  
company for complex plants**  
Massimo Re, *President and CEO - Xylem*
- 109 FORMAZIONE**  
**Programma Corsi ANIMP 2022**



## Machinery, tools and automation for tube bundle heat exchangers

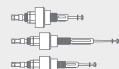
Maus Italia is at the pinnacle of the field in Europe and throughout the world since 1961.  
One partner for all the phases of the production and maintenance of the heat exchanger bundle's.



TUBE BUNDLE  
HANDLING



TUBE BUNDLE  
MAINTENANCE



TUBE  
ROLLING



TIG ORBITAL  
WELDING



visit: [www.mausitalia.it](http://www.mausitalia.it)

scan me



## GENERAL CONTRACTOR



## SOCI SOSTENITORI



# SOCI COLLETTIVI

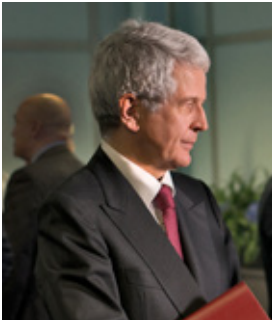
**A.S.T.R.A. REFRIGERANTI** – NOVARA  
**A.V.R. ASSOCIAZ. COSTR. VALVOLAME RUBINETT.** – MILANO  
**AARTEE ENGINEERING & CONSTRUCTION SRL** – DALMINE (BG)  
**AG REFRIGERATION SRL** – MILANO  
**AI GROUP** – ROVIGO  
**AIDI ASSOCIAZIONE ITALIANA DOCENTI IMPIANTISTICA INDUSTRIALE** – ROMA  
**AM SOLUTIONS SRL** – CONCORREZZO (MB)  
**APPLUS ITALY SRL** – DALMINE (BG)  
**APM TERMINALS VADO LIGURE SPA** – BERGEGGI (SV)  
**APRILE SPA** – GENOVA  
**ARTES INGEGNERIA SPA** – OLIVETO CITRA (SP)  
**ASCO FILTRI SRL** – BINASCO (MI)  
**ASSOCIAZIONE COSTRUTTORI CALDARERIA-UCC** – MILANO  
**ASSOPOMPE** – MILANO  
**ASSTRA ITALIA SRL** – TRESORE BALNEARIO (BG)  
**ATLANTIC TECHNOLOGIES SPA** – MILANO  
**ATLAS COPCO ITALIA SPA** – CINISELLO BALSAMO (MI)  
**ATB RIVA E CALZONI** – RONCADELLE (BS)  
**ATP ARCHITETTURA TECNOLOGIA PROGETTI** – ROMA  
**ATV ADVANCED TECHNOLOGY VALVE SPA** – COLICO (LC)  
**AUCOTEC SRL** – MONZA  
**B1P GROUP** - ROMA  
**BARTEC FEAM NASP** - TREZZANO SUL NAVIGLIO (MI)  
**BBV HOLDING SRL** – MILANO  
**BCUBE SPA** – CONIOLO (AL)  
**BENTLEY SYSTEMS ITALIA SRL** – ASSAGO (MI)  
**BIT COSTRUZIONI SPA** – CORDIGNANO (VI)  
**BLUTEK SRL** – GORLE (BG)  
**BOFFETTI SPA** – CALUSCO D'ADDA (BG)  
**BOLDROCCHI SRL** – BIASSONO (MI)  
**BOLLORÉ LOGISTIC ITALY SPA** – PANTIGLIATE (MI)  
**BOSCO ITALIA SPA** – S.MAURO TORINESE (TO)  
**BRUGG PIPE SYSTEMS SRL** – PIACENZA  
**BTS BIOGAS GMBH SRL** – BRUNICO (BZ)  
**BUHLMANN ROHR FITTINGS STAHLHANDEL GMBH** – BERGAMO  
**BURCKHARDT COMPRESSION (ITALIA) SRL** – Villasanta (MB)  
**CADMATIC ITALY** – MILANO  
**CARLO GAVAZZI IMPIANTI SPA** – MARCALLO C/CASONE (MI)  
**CARM IMPIANTI SRL** – PONTE SAN PIETRO (BG)  
**CASALE S.A.** – LUGANO (CH)  
**CGI ITALY** – MILANO  
**CDB ENGINEERING SPA** – CASALPUSTERLENGO (LO)  
**CJ ICM ITALIA** – SAN DONATO MIL. SE (MI)  
**COSTRUZIONI ELETTROTECNICHE GEAR SRL** – GESSATE (MI)  
**CEG SRL ELETTRONICA INDUSTRIALE** – BIBBIENA STAZIONE (AR)  
**CE.S.I.T. INGEGNERIA SRL** – BELPASSO (CT)  
**CESTARO ROSSI & C. SPA** - BARI  
**CLAUGER TECHNOFRIGO SPA** - CASTEL MAGGIORE (BO)  
**COMMERCIALE TUBI ACCIAIO** – GRUGLIASCO (TO)  
**COMUNICO SRL** – GENOVA  
**CONTROLCAVI INDUSTRIA SRL** – BERNATE TICINO (MI)  
**CORTEM SPA** – MILANO  
**D-ENERGY** - CESANO BOSCONI (MI)  
**DE PRETTO INDUSTRIE SRL** – SCHIO (VI)  
**DELTA ENGINEERING SRL** – DALMINE (BG)  
**DELTA-TI IMPIANTI SPA** – RIVOLI (TO)  
**DEMONT SRL** – MILLESIMO (SV)  
**DESMET BALLESTRA** – MILANO  
**DEUGRO ITALIA SRL** – SEGRATE (MI)  
**DG IMPIANTI INDUSTRIALI SPA** – MILANO  
**DHL GLOBAL FORWARDING ITALY SPA** – POZZUOLO MARTESANA (MI)  
**DIGITAL CONSTRUCTION WORKS** – MILANO  
**DNV** – VIMERCATE (MI)  
**DOCKS ECS SRL** – RAVENNA  
**DSV SPA** – LIMITO DI PIOTTELLO (MI)  
**DUCATI ENERGIA SPA** – BOLOGNA  
**ENERECO SPA** – FANO (PU)  
**ENEXIO ITALY srl** – VARESE  
**ENGITEC TECHNOLOGIES SPA** – NOVATE MILANESE (MI)  
**ERREVI SYSTEM SRL** – REGGIO EMILIA  
**ESAIN SRL** – GENOVA  
**ERIXMAR SRL** – VIGNATE (MI)  
**EUROTECNICA CONTRACTORS & ENGINEERS SPA** – MILANO  
**EXERGY INTERNATIONAL** - OLGiate OLONA (VA)  
**EXPERTISE SRL** – VADO LIGURE (SV)  
**F.B. SPA** - ALBERONE FE  
**FARESIN FORMWORK SPA** – BREGANZE (VI)  
**FAGIOLI SPA** – SANT'ILARIO D'ENZA (RE)  
**FELM SRL** – INVERUNO (MI)  
**FILTREX SRL** – MILANO  
**FINCANTIERI** – Sestri Levante- Riva Trigoso (GE).  
**FINDER POMPE SPA Gruppo Aturia** – MERATE (LC)  
**FINLOG** – GENOVA  
**FISIA ITALIMPIANTI SPA** – GENOVA  
**FIVES ITAS SPA** – MONZA  
**FLENCO FLUID SYSTEM SRL** – AVIGLIANA (TO)  
**FLOWSERVE WORTHINGTON** – Desio (MB)  
**FUMAGALLI VALVES SPA** – TREZZANO S/NAVIGLIO (MI)  
**G.A. SRL** – FIRENZE  
**GE OIL & GAS MASONEILAN & CONSOLIDATED** – CASAVATORE (NA)  
**GEA PROCESS ENGINEERING SPA** – SEGRATE (MI)  
**GEODIS FF Italia SPA** – Seggiano di Pioltello (MI)  
**GI.EFFE.M. SNC** – LANDINARA (RO)  
**GRAZIANI FRANCESCO S.R.L.** – CROTONE  
**HARPACEAS SRL** – MILANO  
**HYDAC SPA** – AGRATE BRIANZA (MB)  
**HYDROSERVICE SPA** – MILANO  
**I.N.T. SRL** – CASTELVERDE (CR)  
**IDI SPA** – MILANO  
**IDROSAPIENS SRL** – LEINI' (TO)  
**IGNAZIO MESSINA & C. SPA** – GENOVA  
**IMPRESA DONELLI SRL** - LEGNANO (MI)  
**INGENIOTEC STUDIO DI INGEGNERIA ZILIO** – CASSOLA (VI)  
**INDRA SRL** – MAGENTA (MI)  
**INDUSTRIE CBI** – MONZA  
**INPROTEC INDUSTRIAL PROCESS TECHNOLOGIES SPA** – CINISELLO BALSAMO (MI)  
**INSIRIO SPA** - ROMA  
**INTERGLOBO PROJECT SRL** – GENOVA  
**IPM – ITALIAN PETROCHEMICAL MANUFACTURERS SPA** – MILANO  
**ISCOTRANS SPA** – GENOVA  
**ISG SPA (IMPIANTI SISTEMA GEL)** – MILANO  
**ISS INTERNATIONAL SPA** – ROMA  
**ISS PALUMBO SRL** – LIVORNO  
**ISSELNORD** – Follo (SP)  
**ITALFLUID COSMEP SRL** – Notaresco (TE)  
**ITALGESTRA SRL** – NOVA MILANESE (MB)  
**ITEX SRL QUALITY SERVICES** – SAN DONATO MILANESE (MI)  
**JACOBS ITALIA SPA** – COLOGNO MONZESE (MI)  
**JAS Jet Air Service SPA** – GENOVA  
**JOHN CRANE ITALIA SPA** – MUGGIO' (MB)  
**KENT SERVICE SRL** – MILANO  
**KERRY PROJECT LOGISTICS ITALIA SPA** - MILANO  
**KEYST1 ITALY SRL** – MILANO  
**KOSO PARCOL** – CANEGRATE (MI)

# SOCI COLLETTIVI

**KROHNE ITALIA SRL** – MILANO  
**KUEHNE + NAGEL Srl** – GENOVA  
**LESITRITZ ITALIA SRL** – MILANO  
**LOGIMAR SRL** – CAROBBIO DEGLI ANGELI (BG)  
**LRQA ITALY SRL** – MILANO  
**M.M. SRL** – UDINE  
**M2E PROJECT SRL** – MILANO  
**MACCHI – ADIVISION OF SOFINTER SPA** – GALLARATE (VA)  
**MAINTENANCE GLOBAL SERVICE SRL** – LIVORNO  
**MAYEKAWA ITALIA** – MILANO  
**MAMMOET ITALY SRL** – MILANO  
**MANN+HUMMEL ITALIA** – PIOLTELLO (MI)  
**MASPERO ELEVATORI SPA** – APPIANO GENTILE (CO)  
**MAUS ITALIA F.AGOSTINO & C. SPA** – BAGNOLO CREMASCO (CR)  
**MESIT SRL** – MILANO  
**METANO IMPIANTI SRL** – MILANO  
**MILANI GIOVANNI & C. SRL** – OSNAGO (LC)  
**MODOMECC SRL** – MASSAFRA (TA)  
**MONSUD SPA** – AVELLINO  
**MULTILOGISTICS SPA** – LISCATE (MI)  
**NET ENGINEERING SRL** – ROMA  
**NEUMAN & ESSER ITALIA SRL** – MILANO  
**NEWAY VALVE EUROPE** - MILANO  
**NIPPON EXPRESS ITALIAN SPA** – GENOVA  
**NTT DATA ITALIA SPA** – MILANO  
**NUOVO PIGNONE INTERNATIONAL SRL** – FIRENZE  
**O.T.I.M.** – MILANO  
**OFFICINE AMBROGIO MELESI E C. SRL** – CORTENOVA (LC)  
**OFFICINE JOLLY S.R.L.U.** – Statte (TA)  
**OFFICINE TECNICHE DE PASQUALE SRL** – CARUGATE (MI)  
**OILTECH** - MILANO  
**ORION SPA** – TRIESTE  
**PANTALONE SRL** – CHIETI  
**PEPPERL+FUCHS** - Sulbiate (MB)  
**PES ENGINEERING SRL** - ROSIGNANO SOLVAY – LIVORNO  
**PHOENIX CONTACT SPA** – CUSANO MILANINO (MI)  
**PIBIVIESSE SRL** - NERVIANO (MI)  
**PIETRO FIORENTINI SPA** – MILANO  
**POMPE GARBARINO SPA** – ACQUI TERME (AL)  
**PRECISION FLUID CONTROL SRL** – MILANO  
**PRODUCE INTERNATIONAL SRL** – MUGGIO' (MB)  
**PROFILE MIDDLE EAST CO. WLL ITALIA** – MAGENTA (MI)  
**PRYSMIAN CAVI E SISTEMI ITALIA SRL** – MILANO  
**QUOSIT SISTEMI PER L'AUTOMAZIONE** – BARI  
**R.STAHL SRL** – PESCHIERA BORROMEO (MI)  
**R.T.I. SRL** – RODANO MILLEPINI (MI)  
**RACCORTUBI SPA** – MARCALLO CON CASONE (MI)  
**RBR VALVOLE SPA** – POGLIANO MILANESE (MI)  
**REMOSA GROUP** – CAGLIARI  
**REPCo SPA** – MILANO  
**RIDART S.R.L.** – Gazzada Schianno (VA)  
**RIGHINI F.LLI SRL** – RAVENNA  
**RENCO SPA** – PESARO  
**RIGHI ELETTROSERVIZI** - Mercato Saraceno (FC)  
**RIVA E MARIANI GROUP SPA** – MILANO  
**ROCKWELL AUTOMATION SRL** – MILANO  
**ROXTEC ITALIA SRL** – MILANO  
**RUHRPUMPEN GLOBAL** - MILANO  
**SA FIRE PROTECTION** - SAN PIER NICETO (ME)  
**SAET SPA** – SELVAZZANO DENTRO (PD)  
**SATIZ TPM Dipartimento Oil & Gas** – FIRENZE  
**SAFCO ENGINEERING SRL** – PIOLTELLO (MI)  
**SANCO SPA** – GALLIATE (NO)  
**SAVINO BARBERA** – Brandizzo (TO)  
**SB SETEC SPA** - Melilli (SR)  
**SCANDIUZZI STEEL CONSTRUCTION SPA** – VOLPAGO DEL MONTELLO (TV)  
**SEEPEX Italia** – MILANO  
**SEID** - Songavazzo (BZ)  
**SERIN EVOLUTION** - Offida (AP)  
**S.I.E. SRL** - GENOVA  
**SCAE SRL** – GRASSOBIO (BG)  
**SGS ITALIA SPA Divisione Industrial** – MILANO  
**SHL SRL** – PARMA  
**SIEMENS SPA** – MILANO  
**SIEMENS INDUSTRY SOFTWARE** – MILANO  
**SIRTEC NIGI SPA** – MILANO  
**SITVERBA SRL** – VERBANIA  
**SPINA GROUP** – SAN GIULIANO MILANESE (MI)  
**SPEKTRA SRL** – VIMERCATE (MB)  
**SPLIETHOFF** – PRINCIPATO DI MONACO  
**SRA INSTRUMENTS SPA** – CERNUSCO S/NAVIGLIO (MI)  
**STF BALCKE DUER** – MAGENTA (MI)  
**STUDIO LEGALE MORDIGLIA** – GENOVA  
**SUPPLHI** – MILANO  
**T.A.L. TUBI ACCIAIO LOMBARDA SPA** – FIORENZUOLA D'ARDA (PC)  
**T. EN ITALY SOLUTIONS SPA** – ROMA  
**TECHFEM SPA** – FANO (PU)  
**TECHNOR ITALSMEA SPA** – GESSATE (MI)  
**TECNEL SAS** – GENOVA  
**TECNOMECC ENGINEERING SRL** – ALTAMURA (BA)  
**TECNOPROJECT INDUSTRIALE** – CURNO (BG)  
**TENARISDALMINE/TENARIS PROCESS AND POWER PLANTS SERVICES** – SABBIO BERGAMASCO (BG)  
**TENOVA** – CASTELLANZA (VA)  
**TERMOKIMIK CORPORATION** – MILANO  
**TERNA SPA** – ROMA  
**TICOM E PROMACOSRL** - GORGONZOLA (MI)  
**T&T SISTEMI SRL** - BUCINE (AR)  
**TM.P. SPA TERMOMECCANICA POMPE** – LA SPEZIA  
**TOZZI SUD SPA** – MEZZANO (RA)  
**TPS TARANTO S.R.L.** – Taranto (TA)  
**TRILLIUM FLOW TECHNOLOGIES** – Nova Milanese (MI)  
**TRI-MER GLOBAL TECHNOLOGIES** – GORGONZOLA (MI)  
**TURBIMAQ EUROPE** - MILANO  
**TURBODEN SPA** – BRESCIA  
**TUXOR SPA** – TORINO  
**UAMI/ANIMA** – MILANO  
**UNITERM SRL** – COLOGNO MONZESE (MI)  
**UTC MEDITERRANEAN SRLU** - GENOVA  
**VALLOUREC** – MILANO  
**VALSAR SRL** – CESANO BOSCONI (MI)  
**VALVITALIA SPA** – RIVANAZZANO (PV)  
**VED SRL** – PRIOLO GARGANELLO (SR)  
**VEGA ITALIA SRL** – ASSAGO (MI)  
**VERGAENGINEERING SPA** – MILANO  
**VOITH TURBO** – REGGIO EMILIA  
**VRV SPA** – ORNAGO (MB)  
**VSI CONTROLS SRL** – MILANO  
**WATLOW ITALY SRL** – CORSICO (MI)  
**WEG ITALIA SRL** – CINISELLO BALSAMO (MI)  
**WIKA ITALIA SRL & C.** – ARESE (MI)  
**WIPRO LIMITED (FILIALE ITALIANA)** – MILANO  
**WOLONG EMEA SRL** – MILANO  
**XYLEM SRL** – S.AMBROGIO DI TORINO (TO)

# Verso un futuro di grandi trasformazioni

La transizione energetica è in atto e pare irreversibile. Il dubbio è solo quanto il cambiamento sarà veloce e profondo. E questo rappresenta oggi uno dei temi principali dell'attività ANIMP per i propri associati



**Daslav Brkic,**  
Direttore editoriale  
*Impiantistica italiana*  
e Consulente Centro studi ANIMP

**Nonostante i trend degli ultimi mesi, che sembrano portare a un cambio di direzione, pensiamo che gradualmente il mondo andrà avanti sempre più nella direzione 'green', riducendo le emissioni e riconvertendo l'industria**

Vedendo l'improvvisa sete di energia tradizionale nei mercati mondiali, viene spontaneo domandarsi se la "transizione energetica" continuerà, oppure se - come nel leggendario film della serie "Guerre Stellari" di George Lucas - "The Empire Strikes Back"!

Secondo me, la transizione continuerà senza dubbio alcuno, ma sarà necessario mettere insieme tutti i pezzi di un puzzle complicatissimo a livello globale. E questo sarà difficile e complesso, con molte discontinuità e incertezze.

Nel 2021, nonostante la pandemia (tuttora in corso), il mondo ha continuato a investire con decisione in vari suoi aspetti, raggiungendo il valore totale di circa 750 miliardi di dollari statunitensi (Figura 1), un aumento del 30 % rispetto al 2020, superando il "capex" nell'upstream nel 2021 di circa 600 milioni di dollari all'anno. Questi nuovi investimenti sono diretti principalmente alla generazione di corrente elettrica da fonti rinnovabili, ma anche allo sviluppo delle reti e delle infrastrutture, all'elettrificazione dei trasporti, e ad altre tecnologie "verdi". Oltre

il 40 % di questi investimenti viene realizzato nell'Asia Pacifico (un terzo nella sola Cina), il 30% circa in Europa, il 15 % negli USA.

Negli ultimi anni, nei maggiori Paesi europei la produzione di energia elettrica da fonti tradizionali è stata gradualmente sostituita dalla produzione da fonti rinnovabili (Figura 2). Un trend simile è chiarissimo anche a livello globale (Figura 3), dove la crescita della produzione di energia elettrica - più marcata - è alimentata da fonti rinnovabili e dal gas, con una certa riduzione dell'impiego del carbone e di alcune frazioni del petrolio.

Pensiamo pertanto che gradualmente il mondo andrà avanti sempre più nella direzione "green", riducendo le emissioni e riconvertendo l'industria: in primis, molti governi stanno già attuando politiche decise e articolate in questa direzione, mentre altri sono per ora dei "follower" più timidi ed esitanti. E' in atto un notevole ri-orientamento del sistema finanziario e degli obiettivi delle grandi aziende leader, non solo nei Paesi cosiddetti sviluppati. Un esempio per tutti: Mukesh Ambani, l'uomo d'affari più ricco dell'Asia, annunciò qualche giorno fa che avrebbe investito 80 miliardi di dollari attraverso la sua "Reliance

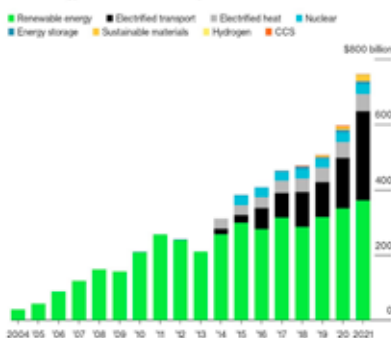


Fig. 1 - Investimenti globali in vari aspetti della transizione energetica

(Fonte: Bloomberg, 1 febbraio 2022)



Fig. 2 - Tendenze nella produzione di energia elettrica da fonti tradizionali e rinnovabili nei maggiori Paesi europei

(Fonte: Ember European Electricity Review, gennaio 2022)

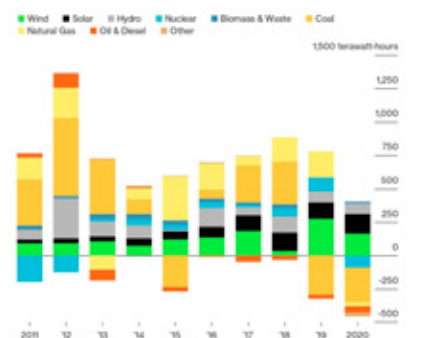


Fig. 3 - Crescita annuale nella produzione di energia elettrica da vari combustibili

(Fonte: Bloomberg Green, 16 dicembre 2021)



**Sebbene tra molte incertezze, è probabile che gli investimenti nella transizione energetica continuino a crescere rapidamente, mentre quelli nei settori tradizionali dell'Oil&Gas saranno più incrementali**

Industries" in progetti "verdi". Nel 2021 sono state vendute a livello globale oltre 6,5 milioni di automobili elettriche (metà nella Cina, con l'Europa che segue da vicino), ovvero il 9% delle vendite totali. Non si contano le migliaia di progetti fotovoltaici ed eolici. Si inizia a valutare la "economia dell'idrogeno", forse anche un rientro nel nucleare. La trasformazione energetica è in atto e pare irreversibile. Il dubbio è solo quanto il cambiamento sarà veloce e profondo.

Questo non annuncia assolutamente la morte immediata dei settori tradizionali dell'Oil&Gas, che, come vediamo in questi giorni, continueranno a fornire il "base-load" dell'energia ancora per molto tempo, soprattutto il gas, un ottimo "companion fuel" delle fonti rinnovabili. Molte delle difficoltà attuali nelle forniture insufficienti dell'Oil&Gas per soddisfare la domanda mondiale in rapida (e per certi versi sorprendente) crescita post-Covid, derivano da difficoltà operative: numerosi produttori che avevano rallentato la produzione durante il picco della pandemia, chiudendo gli impianti, hanno avuto difficoltà a ripartire; l'eccezionale ondata del freddo nel Texas un anno fa, e gli uragani estivi, hanno ridotto la capacità pro-

duzione statunitense; la Cina si sta orientando con decisione verso il gas e il LNG, mettendosi in concorrenza con i fabbisogni europei, il che introduce forti elementi di geopolitica; e anche l'inverno più freddo del solito ha fatto la sua parte. Va anche menzionata la difficoltà del sistema di mercato a bilanciare la domanda e l'offerta: avendo rinunciato a fissare contratti a lungo termine, molti operatori si sono trovati ora con i prezzi spot alle stelle!

I prossimi anni saranno all'insegna della transizione e della grande trasformazione. Negli articoli di questo numero vedremo vari "forecast" sugli investimenti futuri. L'industria tradizionale dell'Oil&Gas dovrebbe, secondo gran parte degli osservatori, continuare a crescere, ma più gradualmente, con un "capex" nell'"upstream", che dovrebbe aumentare a circa 650 miliardi di dollari all'anno nel 2024, contro i 602 miliardi di dollari all'anno nel 2021, soprattutto a causa del forte interesse nel LNG, ma senza mai ritornare ai livelli del 2019, o a quelli ancora più sfarzosi del 2014 (Figura 4). Il percorso verso la transizione energetica sarà molto accidentato e irregolare. Un coordinamento delle politiche e delle strategie a livello globale sarebbe senz'altro auspicabile, ma all'atto pratico sarà molto difficile, a causa di obiettivi molto diversi dei vari "stakeholder". Assisteremo, pertanto, ad alti e bassi, "feast-and-famine", che hanno caratterizzato le industrie dell'energia fin dagli esordi.

Basterà tutto questo a limitare l'aumento della temperatura del globo entro 1,5 °C, come auspicato dagli studiosi? Con le politiche attuali, molto probabilmente no. Vari esperti hanno cercato di quantificare gli investimenti necessari per arrivarci. "BloombergNEF" sostiene che il "capex green" di 750 miliardi di dollari all'anno nel 2021 citato sopra dovrebbe aumentare a circa 2.000 miliardi di dollari all'anno entro il 2025, fino a raggiungere i 4.000 miliardi di dollari all'anno entro il 2030. McKinsey pubblica stime simili: da qui al 2050 saranno necessari in media 3,5 miliardi di dollari annui di nuovi investimenti, e una riallocazione del "capex" tradizionale di 5,7 miliardi di dollari

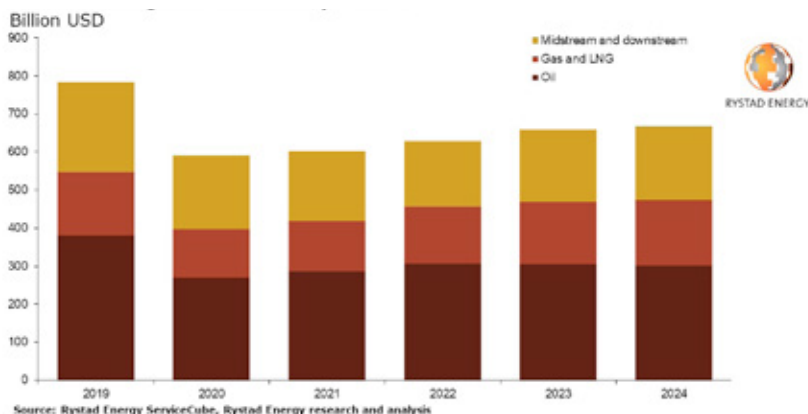


Fig. 4 - Investimenti globali nell'Oil&Gas (Fonte: Rystad Energy 7 gennaio 2022)



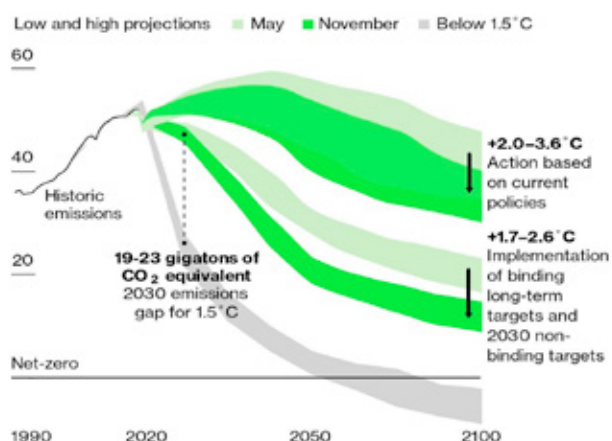


Fig. 5 - Impatto delle promesse al COP 26 riguardanti la traiettoria delle emissioni e l'aumento della temperatura del globo

(Fonte: Climate Action Tracker via Bloomberg, 15 novembre, 2021)

all'anno da altri settori verso asset a basse emissioni.

E' difficile prevedere cosa succederà nei prossimi 30 anni. Anche se, ora come ora, probabilmente non arriveremo al target di + 1,5 °C, potremmo vedere almeno una inversione del trend delle emissioni nella direzione giusta già con le nuove politiche, se i vari "pledges" degli ultimi mesi in occasione dell'incontro COP26 saranno rispettati, risultando in un aumento della temperatura terrestre contenuto tra 1,7 – 2,6 °C (Figura 5), con la realizzazione di solo una parte degli investimenti richiesti.

Molto è stato detto dei risultati del COP26, a favore e contro. Personalmente, penso si tratti alla fine di un "bicchiere mezzo pieno", da guardare con un certo ottimismo nei confronti del futuro. E' vero che le promesse, ovvero le politiche attuali, ci porteranno probabilmente solo a circa +2,4 °C; i Paesi ricchi si sono impegnati poco con i finanziamenti degli investimenti necessari, e hanno promesso pochissimo ai Paesi più vulnerabili; si è glissati all'ultimo momento sul futuro del carbone. In compenso, gli obiettivi di decarbonizzazione sono stati confermati con la definizione di un percorso per arrivarci; è stato raggiunto un buon accordo per diminuire le emissioni del 45%, e per limitare l'uso delle fonti fossili; le emissioni del metano sono state affrontate per la prima volta; la Cina e gli USA hanno incredibilmente raggiunto un importante accordo sul clima; è stato istituito un sistema di trading globale del carbonio; soprattutto, il dibattito ha sensibilizzato l'opinione pubblica.

Pensiamo pertanto che gradualmente il mondo andrà avanti sempre più nella direzione "green", riducendo le emissioni e riconvertendo l'industria. Consci che la transizione energetica porterà a un significativo cambiamento nelle filiere produttive, ANIMP è in prima linea nella diffusione del know-how ai propri associati attraverso studi, conferenze, webinar. Nel

**ANIMP è in prima linea nella diffusione del know-how e nell'assistenza ai propri associati, attraverso studi, conferenze, webinar per facilitare la creazione della 'nuova filiera dell'impiantistica'**

2021 la Sezione Componentistica ha organizzato il primo convegno finalmente in presenza, dove la transizione energetica e l'impatto sulla nostra filiera EPC sono stati gli argomenti principali, mentre la Sezione Energia ha organizzato vari webinar e alla fine dell'anno un convegno in presenza sul tema idrogeno.

Abbiamo dialogato con il ministero dello Sviluppo Economico sulla "Strategia Nazionale per l'Idrogeno – Linee Guida" e soprattutto iniziato la collaborazione su questi temi con altre associazioni del settore, come ANIE, ANIMA, OICE, H2IT e altre ancora.

Tutto questo lavoro continuerà con grande impegno ed entusiasmo nel corso del 2022, con l'obiettivo di aggiungere valore allo sforzo complessivo nazionale nel (ri)formare la filiera dell'impiantistica, contribuire ad abbattere i costi, definire i programmi di sviluppo necessari, affinché anche in questo settore l'Italia possa mantenere la posizione di leadership mondiale, che già detiene nei settori energetici tradizionali. Questo tema sarà al centro del prossimo Convegno Nazionale alla fine di giugno, oltre che tema principale di webinar e convegni delle Sezioni.

Daslav Brkic

# Il ruolo chiave dell'energy storage nella transizione energetica



Fig.1 - Impianto di Energy Storage 1MW-1MWh in località Ciminna (PA)

**Antonio Zingales,**  
Corporate Development & Innovation Director  
SAET

Il sistema elettrico sta cambiando rapidamente, negli ultimi 15 anni c'è stato un cambiamento non riscontrabile nei precedenti 150 anni: il drive del cambiamento è la sostenibilità ambientale che ha portato dalla produzione basata sull'utilizzo di fonti fossili non rinnovabili (petrolio, gas naturale, carbone) a quella "verde" (eolico, fotovoltaico, idroelettrico, e biomasse).

In pratica la transizione è orientata al soddisfacimento dei bisogni energetici in maniera più sostenibile e rispettosa dell'ambiente che ci circonda.

Ma le rinnovabili sono per lo più non prevedibili e la gestione dell'energia, che richiede il bilanciamento tra generazione e utilizzazione (per tenere in equilibrio la frequenza della rete) ha bisogno di una riserva regolante. Questa riserva regolante è realizzata con centrali termoelettriche e idroelettriche, ma al crescere della "penetrazione" (il rapporto tra energia rinnovabile e la domanda annuale di

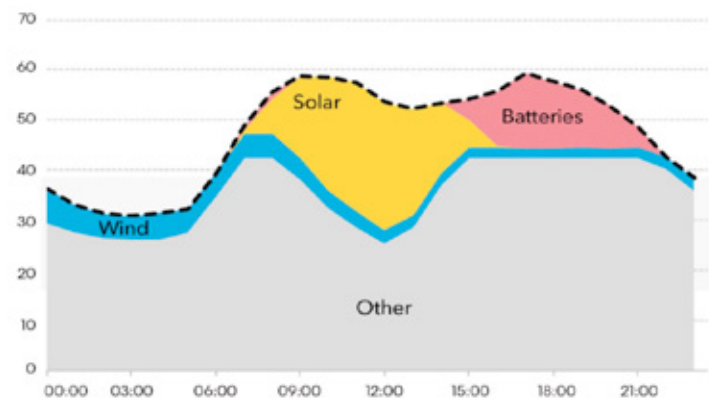
Lo storage come supporto alle rinnovabili per dare valore aggiunto all'energia verde. Ma per lo sviluppo di queste tecnologie occorre la sostenibilità economica degli investimenti, che dipende dai meccanismi regolatori

energia) la riserva regolante decresce percentualmente, e la gestione si fa più critica. Sono allora necessari i cosiddetti provvedimenti "smart".

Molte società leader nel settore, sono orientate a scommettere sulle risorse a basso contenuto di CO<sub>2</sub>, con investimenti mirati: quindi non solo rinnovabili, ma anche auto elettrica, sistemi di accumulo, generazione distribuita, H<sub>2</sub>-storage, smart grid. Si ritiene infatti possibile eliminare completamente la componente fossile in poco più di trent'anni, utilizzando solamente le tecnologie disponibili e mantenendo in piena sicurezza le forniture globali di elettricità.

## Il carico residuo e "l'anatra Californiana"

Il carico residuo (vedi **Figura 3**) è il fabbisogno di energia al netto della produzione da fonti rinnovabili non pre-



Source: Bloomberg NEF

Fig. 2 - Lo storage rende dispacciabili le rinnovabili

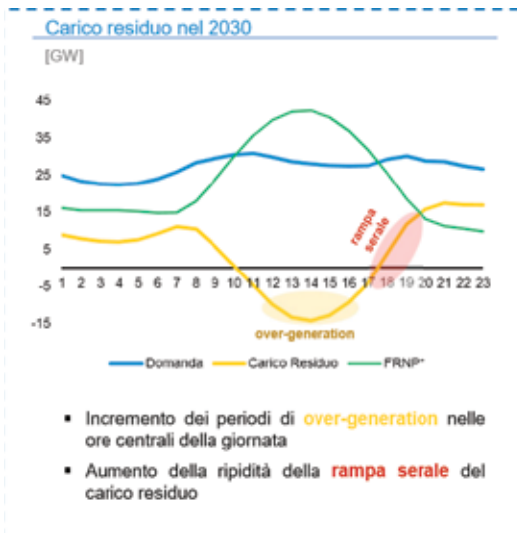


Fig. 3 - Carico residuo previsto in Italia al 2030 (Fonte TERNA)

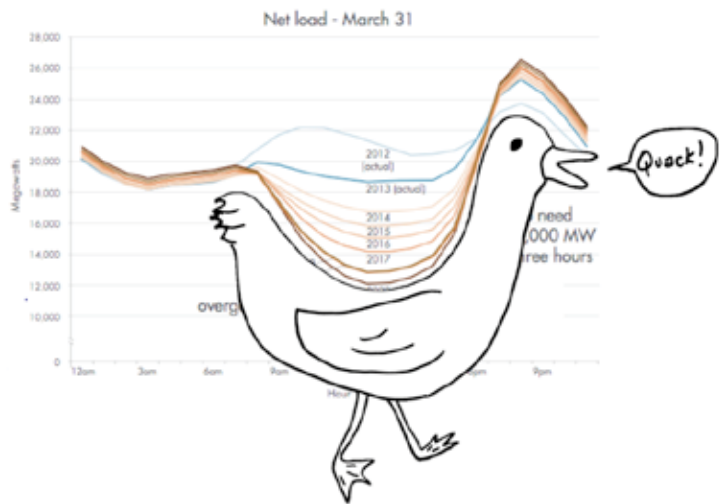


Fig. 4 - La "Californian Duck Curve" una situazione tipica di carico residuo per le aree ad alta concentrazione fotovoltaica

vedibili (FRNP). La massiccia diffusione delle FRNP ha modificato, e continuerà a modificare nei prossimi anni la curva di carico residuo, cioè il fabbisogno da soddisfare con impianti tradizionali. La progressiva riduzione della domanda soddisfatta da impianti tradizionali a vantaggio delle FRNP porterà ad avere la completa copertura nelle ore diurne unicamente con fonti rinnovabili.

La California è stata tra i pionieri del fotovoltaico. La curva di carico residuo a forma di "Duck Curve" (vedi Figura 4) evidenziata in California, mostra come con il diffondersi di impianti fotovoltaici si riduce il carico residuo nelle ore centrali della giornata (overgeneration). Inoltre al calar del sole verso sera, la domanda aumenta proprio quando la produzione di energia solare diminuisce. Questo determina un notevole incremento della ripidità della rampa serale del carico residuo, con prelievo critico di elettricità dalla rete.

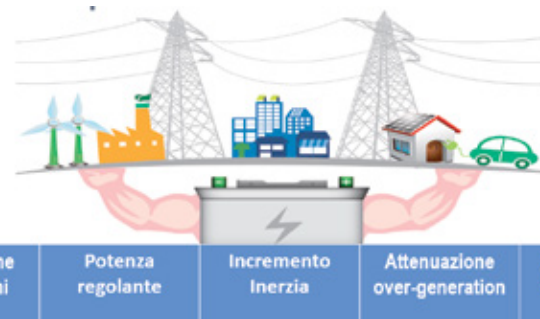


Fig. 5 - Lo storage risolve i problemi di rete

## Smart storage soluzione ai problemi di rete

Molti dei problemi di rete dovuti all'impatto FRNP (aumento delle congestioni di rete, riduzione della potenza regolante, riduzione dell'inerzia del sistema, crescente over-generation, crescente ripidità della rampa serale) possono essere risolti o mitigati con l'utilizzo dello storage.

**“Molti dei problemi di rete dovuti all'impatto di fonti rinnovabili non prevedibili possono essere risolti o mitigati con l'utilizzo dello storage”**

## Attenuazione delle congestioni

La capacità dello storage di "spostare nel tempo" la curva di generazione, quando la concomitanza di diversi generatori rende critico un nodo di rete è stata utilizzata in Italia per ridurre la MPE (Mancata Produzione Eolica): quando diversi campi eolici vengono

**“Il progetto SANC (Sistema di Accumulo Non Convenzionale) è stato realizzato da SAET a Scampitella (BN) con batterie 'energy intensive'”**



Fig. 6 - Impianto di energy storage ENERGY INTENSIVE da 10.5MW-72MWh località Scampitella (BN)

interessati contemporaneamente da folate di vento rilevanti (e quindi i picchi di potenza sono contemporanei). Il progetto di TERNA chiamato SANC (Sistema di Accumulo Non Convenzionale), per il sito di Scampitella (BN) è stato realizzato da SAET con batterie "energy intensive", cioè batterie in grado di accumulare alti livelli di energia rispetto al rapporto di potenza installata, quali "NaS" con oltre 6 h di durata, in tre diversi siti (Flumeri, Ginestra e Scampitella, vedi Fig 6) con controllo eseguito in remoto da Terna. L'obiettivo di garantire il massimo sfruttamento degli impianti eolici, riducendo la congestione della rete causata da

una produzione eccessiva rispetto alla capacità di trasporto degli elettrodotti, è stato raggiunto: per esempio, dopo l'installazione SANC a Scampitella, la mancata produzione eolica si è ridotta di 6 GWh nel 2016.

re il SOC (Status of Charge) entro la gamma corretta (che consente in qualsiasi momento di rispondere a  $+P_{max}$  e  $-P_{max}$  per 30 minuti = circa il 50% di SOC).

## Regolazione di frequenza

Lo storage in un sistema caratterizzato da presenza crescente di risorse distribuite e intermittenti, è uno strumento essenziale per il rispetto della qualità del servizio (frequenza, tensione) garantendo inerzia e potenza di corto circuito: SAET ha un'importante esperienza di questo tipo in Austria.

La regolazione viene utilizzata per conciliare le differenze istantanee causate dalle fluttuazioni della generazione e dei carichi. La regolazione viene utilizzata per smorzare tale differenza. In caso di squilibrio tra generazione e carico si ha una variazione della frequenza, alla quale reagiscono i regolatori di velocità dei generatori e con maggiore velocità gli impianti di storage con questo scopo.

Gli ESS (Energy Storage Systems) hanno un contributo positivo alla stabilizzazione: l'energia richiesta nello scambio è limitata nell'iniezione e nell'assorbimento di potenza reale durante brevi periodi di tempo, 1-2 s (Applicazione Power Intensive). Al fine di riuscire a regolare la frequenza di 50 hertz nella Germania occidentale (al crescere delle rinnovabili), i quattro TSO tedeschi + APG e Swissgrid hanno istituito una remunerazione della disponibilità per la regolazione della frequenza. Questo strumento è la riserva primaria (chiamata anche "controllo primario"), che deve essere disponibile entro 30 secondi, per impedire un transitorio di frequenza. Pertanto, la regolazione della frequenza primaria è la prima ad essere attivata, con un'azione immediata su una deviazione della frequenza di rete: 49,8 Hz (piena potenza positiva) e 50,2 Hz (completamente negativa). I contributi di potenza per la regolazione hanno anche l'obiettivo di mantene-

## L'inerzia sintetica

La riduzione dell'inerzia del sistema elettrico è dovuta all'aumento delle rinnovabili (PV ed eolici connessi alla rete con convertitori) rispetto alle centrali tradizionali, legate alla massa dei rotori delle macchine rotanti, sincrone e asincrone, direttamente collegate alla rete. I transitori di frequenza dei sistemi elettrici, infatti, sono contrastati nei primi istanti dall'inerzia delle macchine, successivamente dai sistemi di regolazione della velocità dei generatori. I sistemi di accumulo possono essere utilmente utilizzati, introducendo opportune logiche di controllo, per incrementare i margini di regolazione e/o l'inerzia del sistema elettrico, a supporto della stabilità di frequenza dello stesso. La logica di regolazione "inerzia sintetica" può essere implementata per reagire nei primi istanti della perturbazione in funzione proporzionale alla derivata della frequenza, replicando in modo "sintetico" la risposta inerziale delle macchine sincrone. Questa modalità SW è stata utilizzata da SAET con successo sia in Italia che all'estero con rilevanti performance test.

## Under/Over-generation e gestione Rampe serali

I problemi di Under/Over-generation e gestione Rampe serali sono particolarmente sentiti in situazioni OFF-GRID, o dove comunque la rete è debole ed occorre supportare "localmente" con lo storage.

Nell'applicazione in **Figura 9** è riportato il caso di impianto ibrido fornito da SAET in un Paese africano con rete

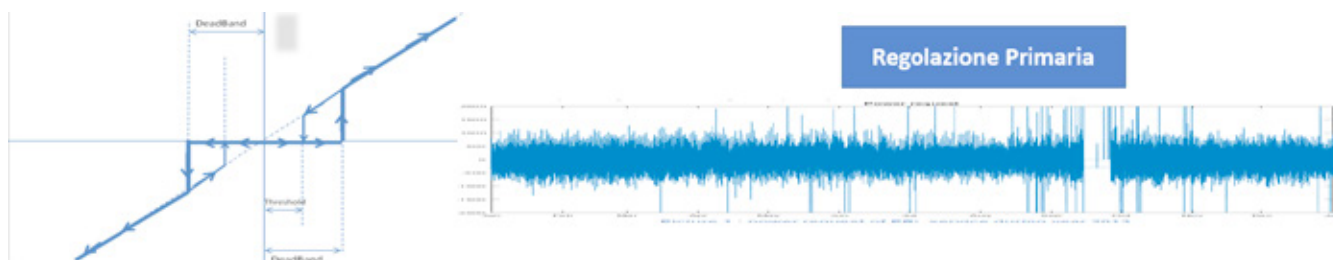


Fig. 7 - La funzione di regolazione della frequenza



Fig. 8 - Impianto di Energy Storage utilizzato per regolazione primaria da 2.5MW-3,2MWh nella località Prottes (Vienna)



Fig. 9 - Impianto Ibrido Diesel 1600 kW, PV 1800 kW, Batt. 3000 kWh nella località Kigali (Rwanda)

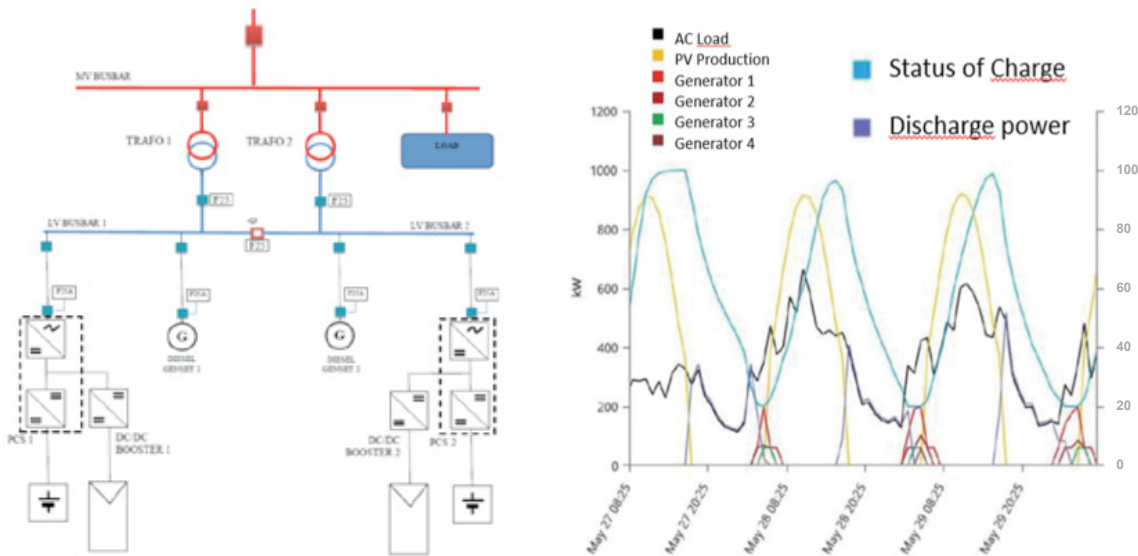


Fig. 10 - Schema unifilare e diagramma di funzionamento, Impianto Ibrido nella località Kigali (Rwanda)

debole, che ha richiesto una sofisticata soluzione di EMS (Energy Management system) per gestire oltre alle criticità della curva di carico residuo (Under/Over-generation e Gestione Rampe serali) anche la configurazione “in isola” con passaggio isola-rete e viceversa senza soluzione di continuità, massimizzando il contributo del campo fotovoltaico e minimizzando il contributo del diesel.

## Alla ricerca delle revenues...

I sistemi di accumulo possono risolvere o attenuare i problemi di rete, ma devono anche costituire una fonte di remunerazione per gli investitori (fattore fortemente dipendente dal sistema regolatorio locale). I ricavi per un investimento in Italia in linea di principio possono arrivare dal mercato dell'energia (Arbitrage), dal mercato ristretto dei servizi di dispacciamento (MSD servizi di flessibilità per la rete) e dal mercato regolato (remunerazione per la disponibilità a un servizio che potrebbe essere “Fast Reserve”, UVAM oppure “Capacity Market”).

Dall'analisi delle revenues emerge che gli impianti di storage elettrochimico in Italia non sono economicamente sostenibili solo con il trading energia, ma occorre accedere ai diversi mercati dei servizi ancillari per cogliere l'opportunità di investimento in storage.

In Italia il mercato elettrico prevede che sia in carico a Terna (TSO) l'onere del bilanciamento della rete, c'è quindi un apposito mercato (Mercato dei Servizi di Di-



Fig. 11 - I mercati di sbocco per l'investitore di storage in Italia

spacciamento, MSD) diverso dalla Borsa (MGP, Mercato del giorno prima, e MI, Mercato intergiornaliero), dove Terna si approvvigiona dei servizi di bilanciamento necessari. Questo mercato ha un prezzo che risente molto della domanda (arriva a zero nella over generation e sale sopra i 250 euro/MWh nelle punte di carico non previste). Diverso è il mercato regolato, dove ad oggi ci sono meccanismi alternativi (Fast Reserve, Capacity Market, UVAM). Ha significato quindi disporre di un simulatore per valorizzare le varie fonti di ricavo. SAET usufruendo di “Microgrid Simulator” realizzato da Falck Renewables Next Solutions (Vedi scheda in **Figura 12**) è di supporto ai propri clienti per valorizzare le varie configurazioni in fase di studio di fattibilità.

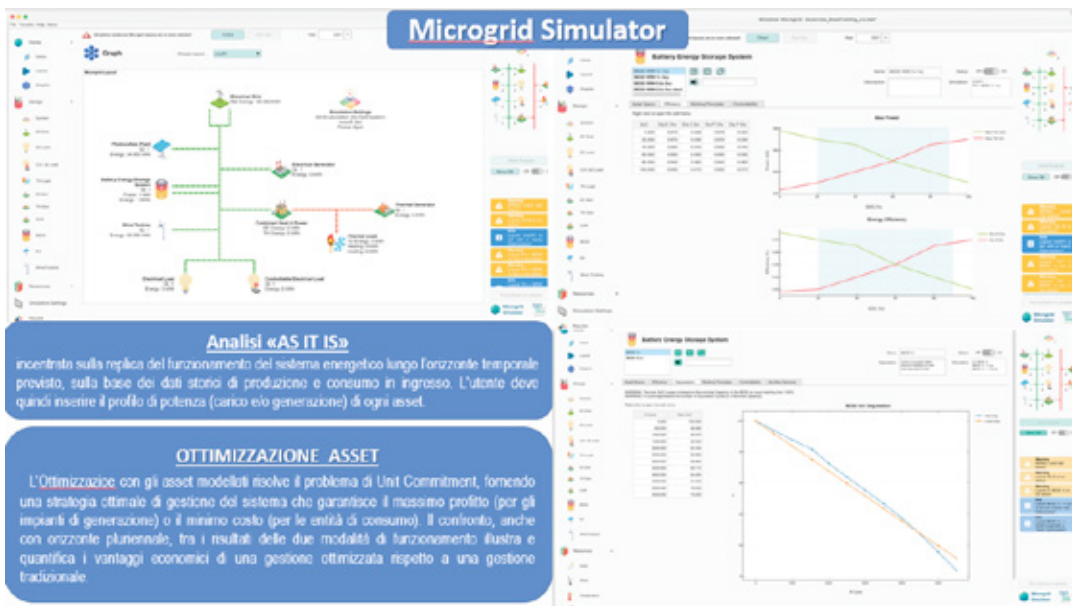


Fig. 12 - Scheda del prodotto MICROGRID SIMULATOR realizzato da Falck Renewables Next Solutions

## Le prospettive Storage worldwide

Con la crescita della potenza fotovoltaica ed eolica e della competitività dello storage, molti sviluppatori hanno iniziato ad accoppiare progetti di energia solare FV a sistemi di batterie anche di grosse dimensioni, e le prospettive sono "esplosive" specie per mercati USA e Cina (vedi **Figura**

Global cumulative energy storage installations

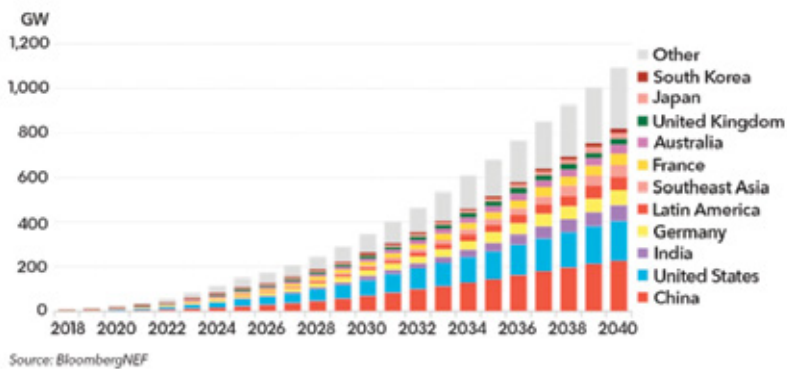


Fig. 13 - Global Cumulative Energy Storage installations (Source Bloomberg NEF)

**Progetto pilota Fast Reserve** nuovo servizio ad attivazione ultra-rapida (< 1 s) per supporto all'inerzia di sistema

**Meccanismo di funzionamento**

- Attivazione ultra-rapida (< 1 secondo dall'evento di deviazione della frequenza) con capacità di regolare continuamente il profilo di potenza richiesto per 30 secondi e di eseguire una derampa lineare fino a potenza nulla entro tempo di default di 5 minuti
- Regolazione continua e automatica della frequenza
- Risposta in frequenza proporzionale, anche non lineare, su evento e nel continuo
- Possibilità di attivazione remota tramite asservimento al Sistema di Difesa
- Gradualità nel rilascio del contributo per ridurre perturbazioni sulla rete

**Requisiti**

- Taglia minima (aggregato) almeno pari a 5 MW. Taglia massima pari a 25 MW
- Durata minima a piena potenza pari a 15 minuti sia a salire sia a scendere
- Dotazione nel sistema di controllo PMU, UVRF, UPDM
- Numero di ore di disponibilità del servizio: 1000 ore/anno.
- Attivazioni saranno innescate da Terna (D-7 per «Allerta» e D-2 per «Conferma»)

**Remunerazione**

- Remunerazione fissa: approvvigionamento tramite aste al ribasso con validità 5 anni rispetto a un Cap - range proposto in consultazione: 80 k€/MW/anno a partire dal 2023

Fig. 14 - Scheda del progetto pilota di Terna "Fast Reserve"

13). La California ha avuto il ruolo di apripista all'installazione di nuove "battery farm", con super-batterie al litio: citiamo Southern California Edison (SCE) che ha 770 MW di capacità di accumulo, per migliorare le condizioni di sicurezza e affidabilità del sistema elettrico. Diversi grandi impianti a gas lungo le coste californiane stanno chiudendo, rimpiazzati con la generazione eolica-solare abbinata alle batterie di accumulo. Si punta, insomma, grazie alle batterie, a "spostare" una parte della generazione elettrica diurna delle rinnovabili verso le ore serali, contribuendo così a coprire i picchi di consumo energetico senza ricorrere alla capacità di riserva negli impianti a gas. L'obiettivo californiano di raggiungere entro il 2040, ben 48 GW di accumuli (più di tutti quelli in giro per il mondo), e della Cina di raggiungere 30 GW di storage entro il 2025 mostrano chiaramente questa tendenza.

## In Italia "Capacity Market" ... ma poi "Fast Reserve"

Il "Capacity Market" è il meccanismo di mercato che serve a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico in modo che in ogni istante sia garantito un livello sufficiente di risorse energetiche con cui soddisfare la domanda elettrica. In Italia il "Capacity" è stato declinato (almeno nell'asta madre fino al 2023) quasi esclusivamente in termini di gas, con un'assegnazione di circa 40 GW a fronte di 8 GW di carbone eliminati. Questa tendenza è poi tragicamente emersa con l'impennata dei prezzi energia, evidenziando una vulnerabilità strategica per l'Italia, da cui il nostro Paese potrà uscire solo tramite lo sviluppo e il coordinamento delle fonti rinnovabili, degli accumuli, delle tecnologie "demand-response" e della flessibilità di rete. Il "Fast Reserve" è andato invece in direzione opposta: con una specifica di rapidità di reazione che in pratica solo l'accumulo elettrochimico poteva assicurare (vedi scheda in **Figura 14**).

Proposto da Terna nell'ambito delle sperimentazioni avviate con la Delibera 300/2017 dell'Arera, il pro-

getto "Fast Reserve" consente per la prima volta alle batterie di fornire alla rete elettrica un servizio, quello della cosiddetta riserva ultrarapida di frequenza, fondamentale per la regolazione e la stabilità della rete, sempre più importante con la graduale crescita diffusione di eolico e fotovoltaico.

Terna ha aggiudicato l'asta il 10 dicembre 2020: l'offerta è stata sei volte superiore alla domanda, gli assegnatari sono 17 su 23 unità con 249MW in totale. Potremmo dire che con il "Fast Reserve" è finalmente iniziato in Italia lo "storage large scale" (quello residenziale aveva già iniziato a decollare qualche anno prima).

Occorrerà quindi, che dopo il "pilota" Fast Storage, gli obiettivi di adeguatezza delle nuove aste del capacity non facciano perdere di vista la strategia di lungo termine per decarbonizzare il mix energetico. Occorre favorire la diffusione di impianti rinnovabili abbinati ai sistemi per l'accumulo energetico, e le tecnologie "demand-response" con una serie di misure, tra cui: tempi certi alle autorizzazioni per nuovi impianti FER e sviluppo di nuovi servizi di flessibilità.

## Conclusioni

L'impatto delle rinnovabili sul sistema elettrico ha determinato una criticità di gestione della rete che può essere affrontata positivamente con le tecnologie di accumulo elettrochimico (che sono in grado di attenuare i principali problemi di rete). Per lo sviluppo di queste tecnologie di storage occorre la sostenibilità economica degli investimenti, che dipende fortemente dai meccanismi regolatori di remunerazione.

In alcuni Paesi come la California stanno prendendo piede le "battery farm", che sostituiscono le centrali

## Chi è SAET?

Innovazione, know-how ed esperienza dal 1956. SAET è un'azienda italiana attiva su scala internazionale che offre soluzioni per la reti elettriche in alta tensione, sistemi di accumulo elettrochimico e soluzioni custom ("Operation & Maintenance", after sales service, automation, sistemi di pesatura). Da sempre opera con diversificazione tecnologica e un forte impegno per l'innovazione, grazie anche alla prestigiosa collaborazione con l'Università di Padova. Il mondo che ci circonda è in continuo cambiamento e SAET evolve da sempre. Una storia scandita da momenti chiave.

SAET offre soluzioni di Engineering, Procurement & Construction, Operation & Maintenance, consulenza tecnica e soluzioni software, in sinergia con le unità di business:

### Grid Solutions

SAET realizza Stazioni Elettromeccaniche in Alta Tensione (AT) atte a connettere alla Rete Nazionale impianti di produzione da fonti rinnovabili e non. Si occupa anche della realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili e di altre attività afferenti la costruzione di impianti connessi in rete, così come porzioni di rete stessa.

### Energy Storage

SAET realizza sistemi di accumulo elettrochimico, stand alone o associati ad altri impianti (rinnovabili, industriali, ecc.). Si propone come EPC Contractor per la fornitura impianti chiavi in mano o come integratore di sistema in collaborazione con i più rilevanti costruttori di batterie in campo internazionale.

### Custom Solutions

I professionisti dell'area Custom Solutions di SAET si occupano di servizi di conduzione e manutenzione impianti (Operation & Maintenance), automazione e sistemi speciali industriali o esplorativi (Sistemi di Pesatura e Dosaggio).

a gas. In Italia invece la corsa al gas del "Capacity Market" ha rallentato la partecipazione delle rinnovabili con accumulo anziché favorirla. Il "Regolamento Fast Reserve" ha rappresentato un grande fattore di stimolo per gli investimenti in sistemi di accumulo, rimane però in ogni caso necessario creare le condizioni regolatorie e di mercato perché questi siano effettivamente sostenibili. Con meccanismi regolatori di remunerazione, in un'ottica di decarbonizzazione di lungo termine, lo storage risulta effettivamente il fattore chiave della transizione energetica.



## Antonio Zingales

Antonio Zingales è laureato in Ingegneria Elettrotecnica con lode all'Università di Padova; dopo una breve collaborazione universitaria, è entrato alla Passoni & Villa di Milano in posizione tecnica e ha contribuito alla creazione di una business unit dedicata alle apparecchiature di prova per Alta Tensione. Master in Economia e Organizzazione Aziendale nel 1987 presso la SDA Bocconi di Milano. Dal 1990 si è occupato di Robot Industriali per il gruppo giapponese STAR in posizione di direttore commerciale con responsabilità Italia ed Europa. In SAET dal 2000 come direttore commerciale, ha contribuito al ruolo EPC di sistemi di protezioni elettriche, poi di Stazioni AT chiavi in mano, e infine di Sistemi di Energy Storage. Nel CDA di SAET ha poi partecipato alla cessione della quota di maggioranza a Falck Renewables. Dal 2022 con l'ingresso del gruppo Falck Renewables è diventato Corporate Development & Innovation Director.

## Smart Storage for the Energy Transition

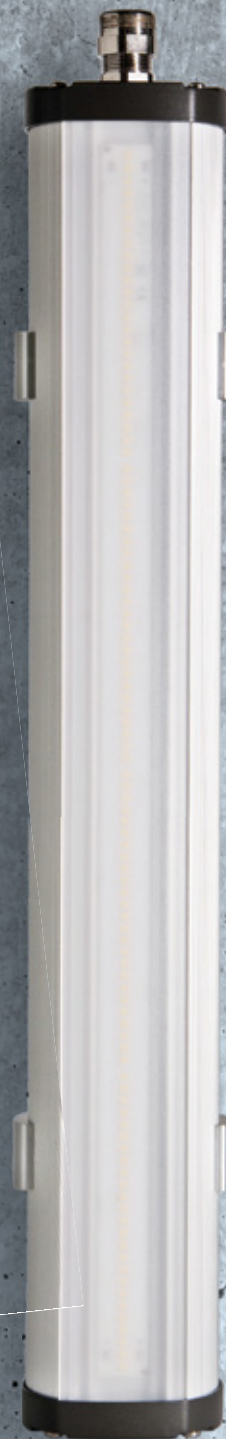
Storage is still a young market with wide prospects because of its peculiar characteristics to solve problems of the new grid with the important impact of Renewables and decarbonization. Technical aspects of Storage smart applications are pointed out i.e mitigation of congestions, Frequency Power Reserve, Synthetic Inertia, Under-Over Generation and evening ramp management.

But for the development of storage technologies, the economic sustainability of the investments is required, which strongly depends on the regulatory remuneration mechanisms.

In some countries, such as California, battery farms are already a reality for the replacing of gas power plants. In Italy, as the matter of facts, the "rush to gas" from the Capacity Market has slowed down the role of renewables with storage rather than increasing it. On the other hand, "Fast Reserve" Regulation has been a milestone with a great stimulus for investments in storage systems, in any case it is still necessary to create the regulatory and market conditions to get Storage to be effectively sustainable. With regulatory remuneration mechanisms with a view to long-term decarbonization, storage is effectively the key factor in the energy transition.

LifEx, il cambio di paradigma dell'illuminazione

Less  
is  
More



Abbiamo ridotto le dimensioni, abbassato il peso, accorciato i tempi di installazione, rimosso ogni tipo di rischio, diminuito gli eventuali interventi di manutenzione, evitato il 70% dei componenti e risparmiato tonnellate di CO<sub>2</sub>.

**Abbiamo eliminato anche la possibilità di migliorarla.**

Lifex 

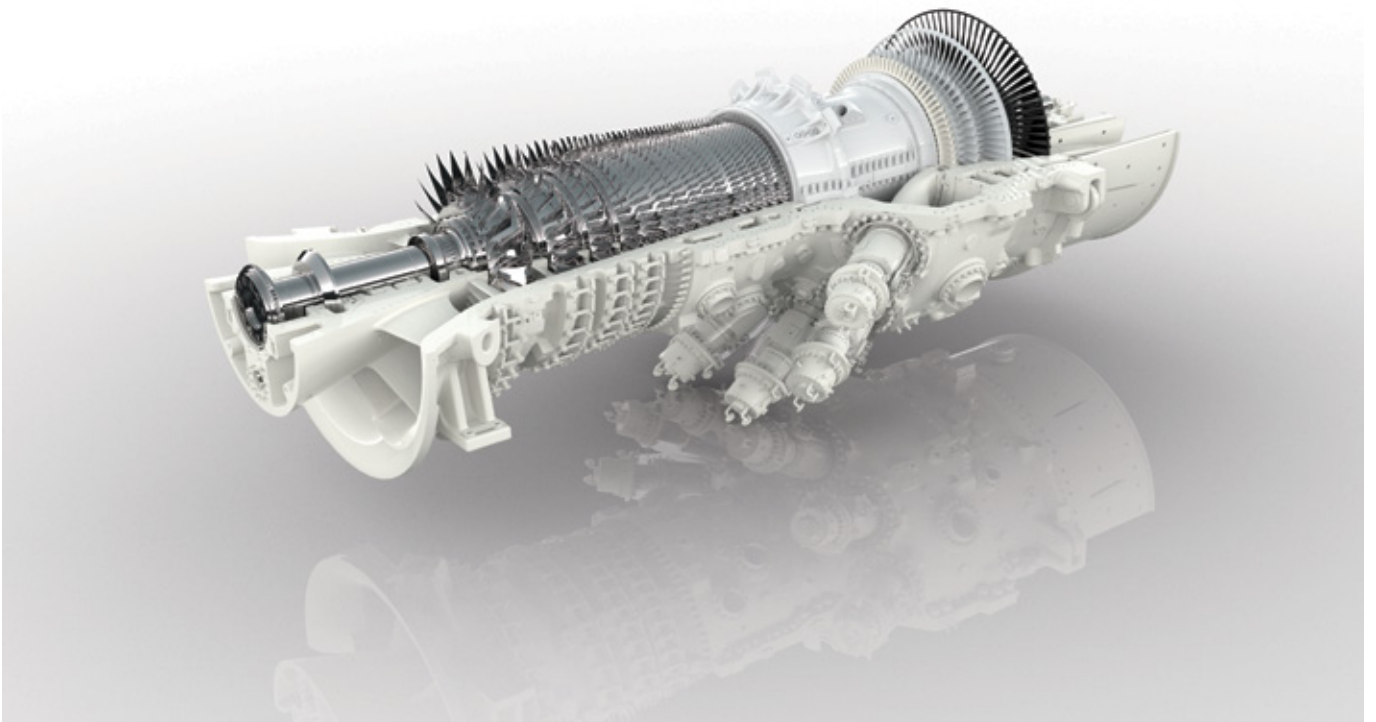
[www.cortemgroup.com](http://www.cortemgroup.com)

  
**CORTEM**<sup>®</sup>  
GROUP

To be sure to be safe.



# Ansaldo Energia e la sfida dell'idrogeno



La nuova turbina di classe H GT36

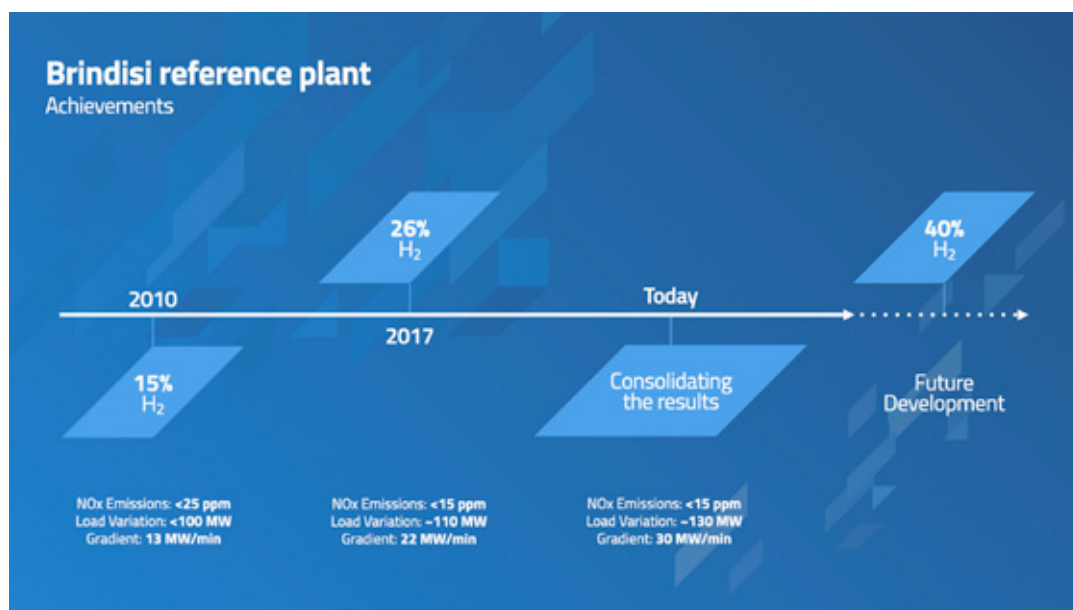
**Micaela Montecucco,**  
responsabile Ufficio Stampa  
Ansaldo Energia

L'attuale momento storico pone il mondo della produzione dell'energia davanti a importanti sfide che si riassumono nell'ampio concetto di "transizione energetica": una vera e propria rivoluzione che impegna concretamente le aziende in importanti obiettivi di impegno verso un approccio più rispettoso nei confronti dell'ambiente e con obiettivi concreti da trarre già nel 2030 e poi nel 2050.

In questo contesto, le aziende energetiche sono chiamate, forse più di altre, a rivolgere un'attenzione nuova verso le tecnologie e i prodotti del futuro. L'idrogeno – parola che ricorre così frequentemente quando si parla di transizione energetica – è un elemento la cui combustione genera solo calore e acqua, ed è per questo che è destinato a diventare un pilastro fondamentale dei prossimi anni.

La sostituzione di combustibili fossili con forme di produzione di energia più green sta avvenendo in tutti i principali settori economici. Questi processi implicano una produzione di energia rinnovabile molto più elevata, con una conseguente necessità di immagazzinare l'energia che viene

Con la sua esperienza pluridecennale nella produzione di energia elettrica anche dall'idrogeno, Ansaldo Energia è pronta per la nuova sfida, che molto probabilmente avverrà più velocemente del previsto



prodotta in eccesso. Può essere conservata per tempi limitati da batterie e utilizzando altre tecnologie, ma lo stoccaggio a lungo termine è fornito in modo più sicuro ed efficiente dal “power-to-gas”. L'idrogeno fa uso della sovrapproduzione di energia rinnovabile e può essere conservato in grandi quantità per lungo tempo, e consente una produzione di energia completamente “carbon free”.

Per sfruttare al meglio il potenziale di questo vettore energetico, Ansaldo Energia si è concentrata su tre obiettivi: aumentare la flessibilità del carburante delle sue turbine a gas, in modo che siano pronte a bruciare idrogeno o biocarburanti quando disponibili; aumentare l'efficienza delle turbine a gas esistenti e ottimizzare l'utilizzo di tali combustibili; e, infine, aumentare la capacità di affrontare velocemente le variazioni di carico della rete e garantirne la stabilità.

Attualmente, secondo il “World Energy Outlook 2020”, il gas naturale è uno dei modi prevalenti per produrre elettricità, rappresentando circa un quarto della generazione mondiale. E sarà così anche nel 2040, visto che il gas, in base alle previsioni, dovrebbe mantenere una quota importante nei prossimi vent'anni. A oggi, la maggior parte delle turbine a gas esistenti di Ansaldo Energia può già bruciare idrogeno, in mix con il gas, con modifiche alla macchina molto limitate. Ansaldo Energia ha concentrato i suoi sforzi nel campo della ricerca e sviluppo per fornire nuove soluzioni in grado di consentire di bruciare oltre il 50% di idrogeno con semplici operazioni di retrofit. La possibilità di utilizzare una significativa quantità di idrogeno nella miscela consentirebbe ai produttori di energia di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> e garantire la continuità dell'approvvigionamento.

## L'impianto di Brindisi

Ansaldo Energia ha un'esperienza pluridecennale di combustione di idrogeno presso l'impianto EniPower di Brindisi, dove da decenni avviene la com-

bustione di un combustibile che miscela idrogeno e gas.

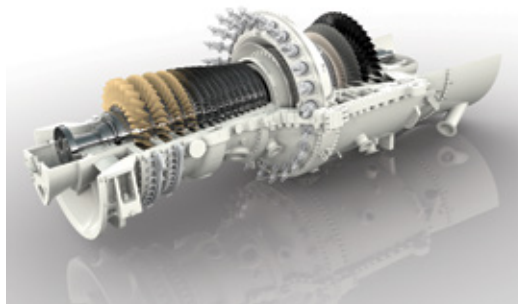
L'esperienza di Brindisi è, per durata e importanza, una delle principali al mondo, ed è nata dall'opportunità di avere una disponibilità di off-gas industriale a basso costo con un alto tasso di idrogeno, con l'obiettivo di riduzione di CO<sub>2</sub> e di contenimento dei costi. Gli obiettivi del progetto portato avanti con successo insieme a EniPower includevano tre condizioni: la flessibilità del carburante, per bruciare in modo molto variabile le miscele di gas naturale/idrogeno; l'affidabilità assicurata senza impatti significativi sull'hardware del motore sul sistema di combustione; e le emissioni di NOx entro i limiti normativi stabiliti.

“ Per sfruttare al meglio il potenziale dell'idrogeno, Ansaldo Energia si è concentrata su tre obiettivi: aumentare la flessibilità del carburante delle turbine a gas, aumentare l'efficienza delle turbine a gas esistenti e aumentare la capacità di affrontare velocemente le variazioni di carico della rete e garantirne la stabilità

La centrale termoelettrica EniPower di Brindisi utilizza le turbine Ansaldo Energia di classe F AE94.3A, una delle tecnologie più collaudate sul mercato, con oltre 4 milioni di ore di esercizio equivalenti cumulate in tutto il mondo. Le turbine AE94.3A rappresentano una soluzione consolidata con molte applicazioni per carico di base e picco, adatto sia per impianti a ciclo combinato che a ciclo sempli-

ce. Queste turbine, per loro caratteristica, hanno una capacità di autoregolazione avanzata: infatti, sono in grado di adattarsi facilmente alla composizione chimica di gas naturale e diverse miscele di gas. Sono infatti in grado di bruciare idrogeno fino al 25%, con 100% CH<sub>4</sub> per operazioni di backup sicure e, con l'aggiunta del collaudato "Autotune" (un sistema digitale in grado di mettere a punto automaticamente il motore alle effettive condizioni ambientali), le turbine a gas lavorano sempre al top delle loro prestazioni.

"L'esperienza brindisina ha dimostrato che la turbina a gas AE94.3A può funzionare facilmente con



Turbina di Classe F AE94.3A

**“ La combustione sequenziale è un fattore chiave per la combustione di idrogeno a basso NOx. Questa soluzione ha permesso un significativo passo avanti ed è il cuore della nuova turbina di classe H GT36, già installata nell'impianto Edison di Porto Marghera**

l'idrogeno con adattamenti smart su bruciatori, ausiliari e Balance of Plant. Gestendo con successo la gestione e la reattività dell'idrogeno, abbiamo fatto di Brindisi una rivoluzionaria esperienza di definizione degli standard", afferma Stefano Gianatti, Executive Vice President for Global Service. "Tra l'altro, questa nostra success story impone una riflessione su una questione che potrà essere una criticità da dover gestire nel prossimo futuro, ossia la fluttuazione della disponibilità di idrogeno. Ciò potrebbe verificarsi sia per la composizione variabile del gas, sia per la natura intrinsecamente intermittente delle fonti rinnovabili. Per questo è necessario concepire nuovi prodotti come motori 'dual fuel' fin dalla fase di progettazione, che mantengano la loro capacità di combustione di gas naturale al 100%, consentendo, contestualmente, anche un alto contenuto di idrogeno".

Questo, tuttavia, deve essere avvenire senza compromettere la potenza, l'efficienza, la flessibilità operativa e le emissioni – nonostante sia richiesta una temperatura ridotta per mantenere il livello di NOx e la posizione della fiamma. Già oggi è possibile raggiungere il 100% di idrogeno con la combustione a diffusione, ma questo implica emissioni di NOx non conformi alle normative vigenti, e un significativo declassamento operativo.

Per risolvere entrambi i problemi, Ansaldo Energia ha lavorato in due direzioni. Da un lato, lo sviluppo di soluzioni di retrofit per ridurre al minimo il declassamento soprattutto per un contenuto di idrogeno molto elevato; dall'altro lato, lo sviluppo della turbina a gas GT36 che offre una combustione sequenziale.

La combustione sequenziale è un fattore chiave per combustione di idrogeno a basso NOx, in

quanto viene ripristinato il declassamento del primo stadio spostando il carburante nel secondo stadio. La combustione sequenziale ha permesso un significativo passo avanti, rendendo possibile l'uso di un alto contenuto di idrogeno con un minimo declassamento e mantenendo la stessa flessibilità operativa. La soluzione di combustione sequenziale è il cuore della nuova turbina di classe H GT36, sviluppata da Ansaldo Energia e già installata nell'impianto Edison di Porto Marghera (VE). Questa turbina offre un'elevata efficienza a pieno e a carico parziale, un'elevata capacità di turn-down e una flessibilità del carburante senza pari. Tutte queste caratteristiche, unite alle sue performance, permettono alla GT36 di ridurre il costo dell'elettricità e le emissioni di CO<sub>2</sub>, offrendo un'eccezionale flessibilità operativa e manutenibilità.

## Nuovi traguardi

Ansaldo Energia ha deciso di rispondere concretamente alle sfide della transizione ecologica impegnandosi con un obiettivo strategico: realizzare entro il 2030 turbine a gas in grado di bruciare idrogeno al 100%. "È un obiettivo che guida tutte le iniziative di Ricerca e Sviluppo e pone l'azienda come leader europeo nella ricerca di soluzioni performanti e a emissioni zero", spiega Daniela Gentile, Amministratore Delegato di Ansaldo Green Tech. "È necessario un cambio di prospettiva, e i nostri prodotti si adattano perfettamente alle esigenze future. A seconda del modello di turbina, infatti, siamo in grado di raggiungere una capacità di combustione



ne di idrogeno che varia dal 25% al 70%, e possono già essere offerte capacità superiori allo standard su base specifica del progetto. Attualmente è possibile raggiungere un tasso di combustione di idrogeno del 70% sulla GT36 senza alcuna modifica dell'hardware del combustore, e può essere raggiunto il 100% all'interno della stessa architettura del combustore, pur mantenendo la capacità di bruciare metano al 100%, un fatto fondamentale, poiché la disponibilità di idrogeno si prevede non ancora stabilizzata nel breve e medio periodo. Inoltre, le nostre tecnologie proprietarie e il know-how di servizio ci permettono di riqualificare in modo efficace, efficiente e sicuro gli impianti esistenti. Siamo in grado di offrire, a partire da ora, prestazioni all'avanguardia sia con la nostra

(o limitato) derating (a seconda del contenuto di idrogeno), la migliore flessibilità operativa".

Per concludere: anche se l'idrogeno sembra essere ancora marginale oggi, le politiche e gli obiettivi si stanno muovendo rapidamente e così lo scenario della fornitura di idrogeno. Il cambiamento molto probabilmente avverrà più velocemente del previsto ed è necessario farsi trovare pronti a questa importante sfida.

**“L'idrogeno sembra essere ancora marginale oggi, ma le politiche, gli scenari e gli obiettivi si stanno muovendo rapidamente. Il cambiamento molto probabilmente avverrà più velocemente del previsto ed è necessario farsi trovare pronti**

nuova gamma di motori, sia con i nostri pacchetti di retrofit in termini di capacità assoluta di idrogeno, flessibilità dei combustibili, (da 100% Gas Naturale al 50% di idrogeno – e oltre – solo con commutazione in linea e nessuna modifica hardware), emissioni di NOx conformi, nessun

(o limitato) derating (a seconda del contenuto di idrogeno), la migliore flessibilità operativa".

Per concludere: anche se l'idrogeno sembra essere ancora marginale oggi, le politiche e gli obiettivi si stanno muovendo rapidamente e così lo scenario della fornitura di idrogeno. Il cambiamento molto probabilmente avverrà più velocemente del previsto ed è necessario farsi trovare pronti a questa importante sfida.



## Micaela Montecucco

Micaela Montecucco, responsabile Ufficio Stampa di Ansaldo Energia, è entrata in Ansaldo Energia a marzo 2008, dopo aver maturato sei anni di esperienza in MS&L Italia, agenzia di comunicazione integrata, a Milano.

Giornalista pubblicista dal 2006, ha lavorato nella sua esperienza milanese per numerose multinazionali nel settore consumer farmaceutico e alimentare, dove ne ha curato le attività di comunicazione in maniera globale, gestendone sia le attività di ufficio stampa, l'organizzazione di eventi e la comunicazione below the line.

In Ansaldo Energia ha seguito inizialmente l'organizzazione degli eventi e delle fiere internazionali, per poi dedicarsi in maniera più ampia a tutte le attività inerenti la comunicazione, con un focus particolare sulla realizzazione dei testi e le attività stampa.

## Ansaldo Energia and the Hydrogen challenge

Power generation companies are experiencing a moment of great change: the challenges of the energy transition concretely commit them already today to important objectives towards a 'green' approach, with concrete goals to be achieved. Ansaldo Energia, in this context, is focusing on the development of innovative technologies and new products. In this article, Ansaldo Energia presents its expertise in the combustion of hydrogen, the energy vector of the future, illustrating its experience in this field and the innovations that will make it possible to achieve net-zero combustion in the coming years.



DHL INDUSTRIAL PROJECT AND MORE...

# CUSTOMS CONSULTANCY

International trade and the landscape of customs regulations are changing rapidly, posing new challenges to global Supply Chains, which must increasingly rely on a focused customs strategy to transform the complexity of this area into development opportunities.

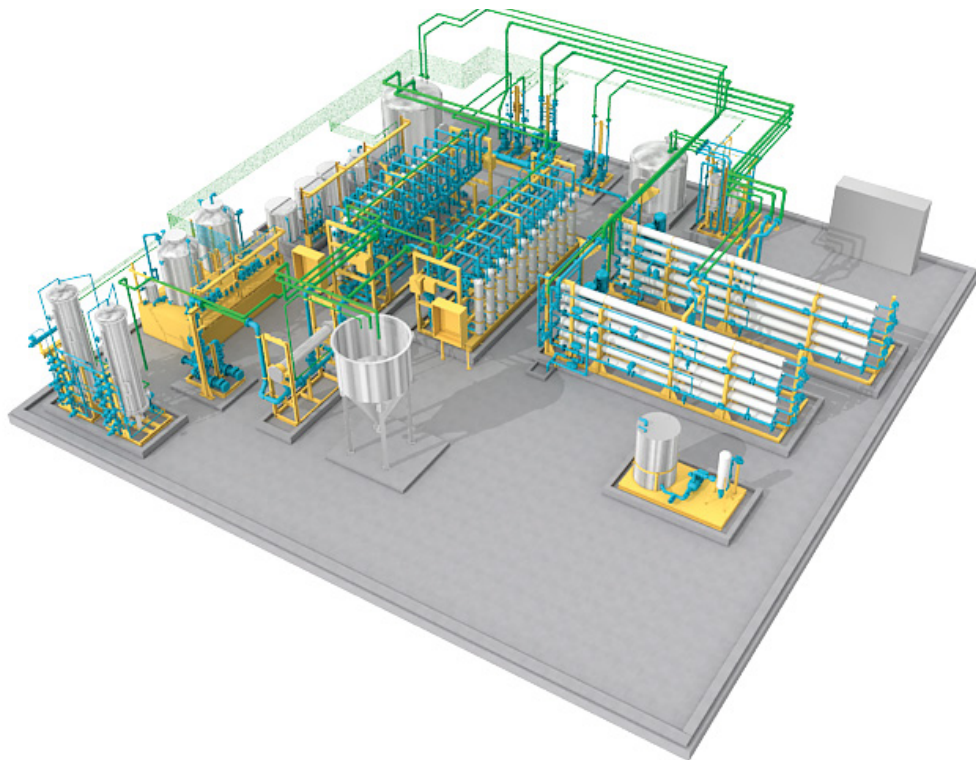
**DHL Global Forwarding Customs Consulting** services are designed to support our customers to find the most effective solutions, avoiding potential risks and maximizing Customs compliance.

[infodgf.it@dhl.com](mailto:infodgf.it@dhl.com)

[dhl.com/it](https://dhl.com/it)



# Hydrogen, water and the Energy Transition: a case study by Cannon Artes



The importance of optimized water treatment plants and water reuse for Green Hydrogen production

**Marcello Zelioli**, Business Development Manager, Energy Transition

**Serena De Maria**, R&D Engineer  
Cannon Artes

**T**his is a decisive moment in the effort to tackle the climate crisis, dubbed by many the greatest challenge of our time: reaching Net Zero carbon emissions and limiting the rise in global temperature to 1.5°C.

The Energy sector accounts for more than 70% of the world's greenhouse gas emissions, around 34 billion tons of CO<sub>2</sub> equivalent per year: to visualize what this astounding number means, imagine that it is the weight of a solid steel cube with a

length of 15 football pitches.

Reaching Net Zero will require nothing short of a total transformation of the energy system that underpins our economies: a paradigm shift, the so-called Energy Transition.

Although fossil fuel will continue to play an important role in our energy mix in most of the Net Zero scenarios, the level of urgency towards identification, research and development of alternative renewable sources is unprecedented.

The goal is the research and the development at scale of clean, renewable energy sources that allows the world to gradually phase out fossil fuels while guaranteeing sustainable and inclusive energy stability.

Some of the tools needed in the path to Net Zero for the Energy sector are already well established and developed at scale,

<b>GREEN HYDROGEN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Water electrolysis into H<sub>2</sub> and O<sub>2</sub> by means of Electrolyzers fed by renewable power</li> <li>Low to zero GHG emission basing on electrical power source</li> </ul>
<b>BLUE HYDROGEN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Steam reforming of CH<sub>4</sub> or coal gasification, coupled with Carbon Capture and Storage (CCS)</li> <li>Low GHG emission thanks to CO<sub>2</sub> capture</li> </ul>
<b>GREY HYDROGEN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Steam reforming of CH<sub>4</sub></li> <li>Unabated GHG emissions</li> </ul>

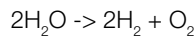
Figure 1 - Classification of hydrogen by source.

like wind, solar and hydro power. Others are still unproven and need further development or significant incentives to unlock their huge potential, like Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS), Direct Air Capture (DAC) and several others.

Among this second group, hydrogen represents a very promising solution, which has the potential help decarbonize several energy intensive sectors, such as steel and cement, aviation, and shipping. Being an energy vector, hydrogen is not found in its molecular form in nature, but it needs energy to be produced; it can have different labels basing on the energy source employed, and on its carbon intensity, as reported in **Figure 1**.

Green hydrogen, in particular, could represent a valid substitute to fossil fuels: it is carbon neutral, non-toxic and has a very high energy density.

Green hydrogen is produced by electrolysis, an electro-chemical process that splits water into hydrogen and oxygen according to the following reaction:



The reaction is an oxidation-reduction occurring due to the effect of electricity in presence of ions. Two electrodes are immersed in water and connected to an electrical energy source, the passage of the current enables the mobility of the ions in the water towards the electrodes of opposite charge, thus allowing the water to be split into hydrogen and oxygen, as shown in the scheme in **Figure 2**.

The most obvious disadvantages related to Green Hydrogen production is the high energy consumption of the process; the energy consumption and product yield still need significant improvement and R&D investment in order to make Green Hydrogen a cost-effective solution.

A less obvious problem is the need for a substantial amount of ultrapure water as feedstock for the process: the actual inlet water quality depends on the Electrolyzer technology, but in any case roughly 9 m<sup>3</sup> of pure water are required for each ton of hydrogen.

This might not seem much, but according to a Rystad Energy study, almost 85% of the planned Green Hydrogen projects will be built in water-stressed regions such as Spain, Chile and Australia: this amounts to roughly 520 million cubic meters per year of purified water.

Lack of access to purified water could spell the death of a potential Green Hydrogen project: for this reason, it is convenient to keep a special eye on the optimization of the design of the Water Treatment

portion of the project. Thanks to a multi-decade long experience in industrial water treatment for the Energy sector, Cannon Artes' solutions can maximize the efficiency of the water treatment plant and minimize or re-use the effluents, contributing to the successful development of these projects.

Cannon Artes has been lending its expertise in process engineering and system integration to co create tailor made solutions for low or zero carbon emitting Energy projects with the main players in the field.

**“ Thanks to a multi-decade long experience in industrial water treatment for the Energy sector, Cannon Artes' solutions can maximize the efficiency of the water treatment plant and minimize or re-use the effluents, contributing to the successful development of these projects**

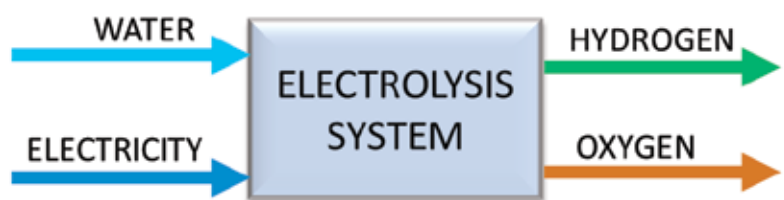


Figure 2 - Schematic representation of hydrogen production by electrolysis.

## Reusing Produced Water as feedstock for Green Hydrogen

In one of such collaborations, Cannon Artes was involved with io consulting, a leading development consultancy and project architect focusing on solutions for Energy Transition, created as a JV between McDermott and Baker Hughes, in the feasibility study of a Green Hydrogen project in the Middle East. This project faced, among others, a significant technical issue: being located in the Middle East desert, far from

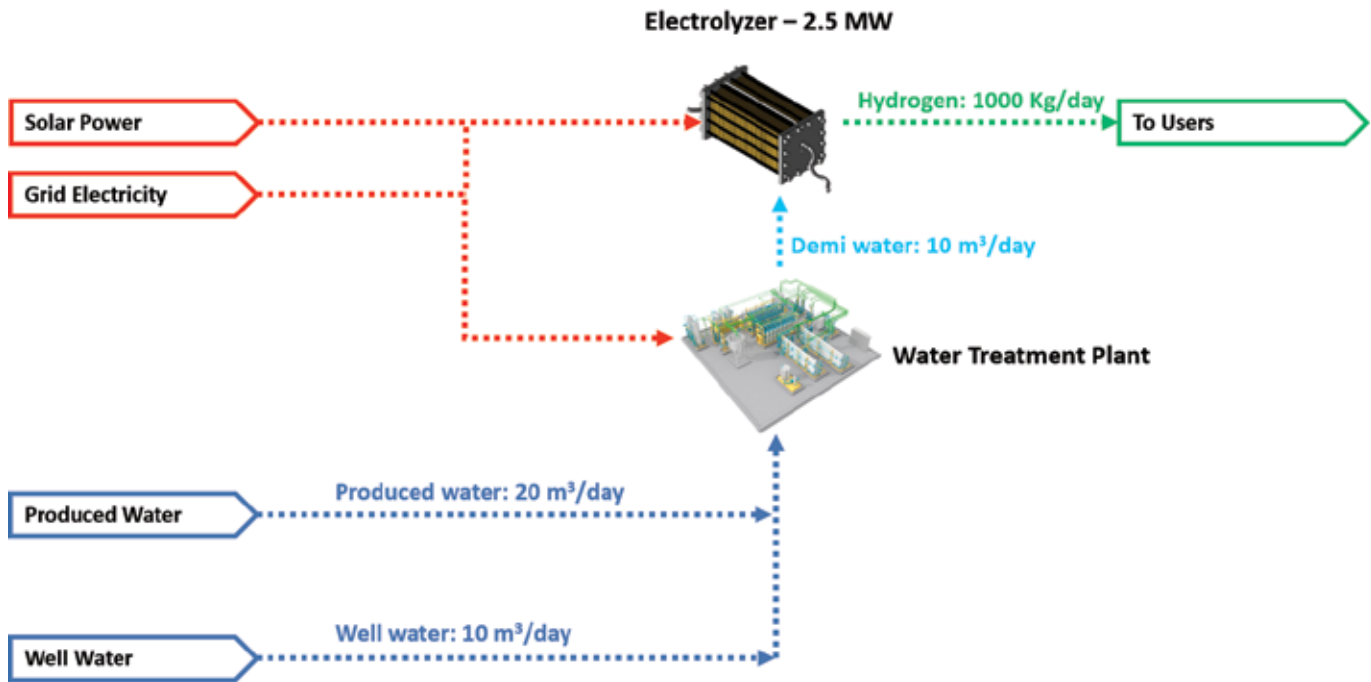


Figure 3 - Scheme of Green Hydrogen Project in Middle East.

the sea, water scarcity quickly became a critical issue.

The scope of the study, summarized in **Figure 3**, was a 2.5 MW Electrolyzer, designed to produce 1 ton of hydrogen per day, and its ancillaries.

One of the pillars of such a scheme was the availability of 10 m<sup>3</sup>/day of ultrapure demineralized water. This is not a huge water demand, but in a desert environment every drop counts, and the only available source of clean water was a limited amount of highly saline well water that, alone and at the net of processing losses, could not satisfy the demand.

A second, unusual source of water was identified in the produced water effluent from a nearby oilfield: produced water is the formation water that gets extracted together with crude oil and represents one of the major waste streams in oilfields by volume, and one that needs highly specialized expertise and technologies for its disposal or reuse, due to the high salinity and presence of large quantities of

hydrocarbons, fine suspended solids, heavy metals and other pollutants.

Bridging the gap between the inlet streams composition and the required quality at Electrolyzer feed was not an easy task, as hinted by the water analysis in **Table 1**.

Leveraging an extensive track record in produced water treatment and effluent reuse on one side, and on ion removal up to the part per billion level on the other, Cannon Artes designed a customized solution to the water problem; once the technical side of the equation was solved, a detailed CAPEX and OPEX budget was defined as input for consulting's master study.

The resulting water treatment plant's process, depicted in **Figure 4**, can be divided into three sections: Pre-treatment, Ion-removal and final Polishing.

The Pre-treatment section is functional to achieving, for each water source, a suitable quality for the downstream treatment: the process is straightforward for the well water stream, while it is extre-

Table 1 - Summary of inlet and outlet water analysis.

	Unit	Produced Water Inlet	Well water Inlet	Demi water ASTM D1193-91 - Type I
Flowrate	m <sup>3</sup> /day	20.0	10.0	10.0
Conductivity	µS/cm	132'100	39'500	< 0.056
Total Dissolved Solids	mg/l	102'000	26'500	< 5 ppb
Chloride	mg/l	63'100	15'500	< 1 ppb
Sodium	mg/l	30'900	6'790	< 1 ppb
Total Suspended Solids	mg/l	180	25	Nihil



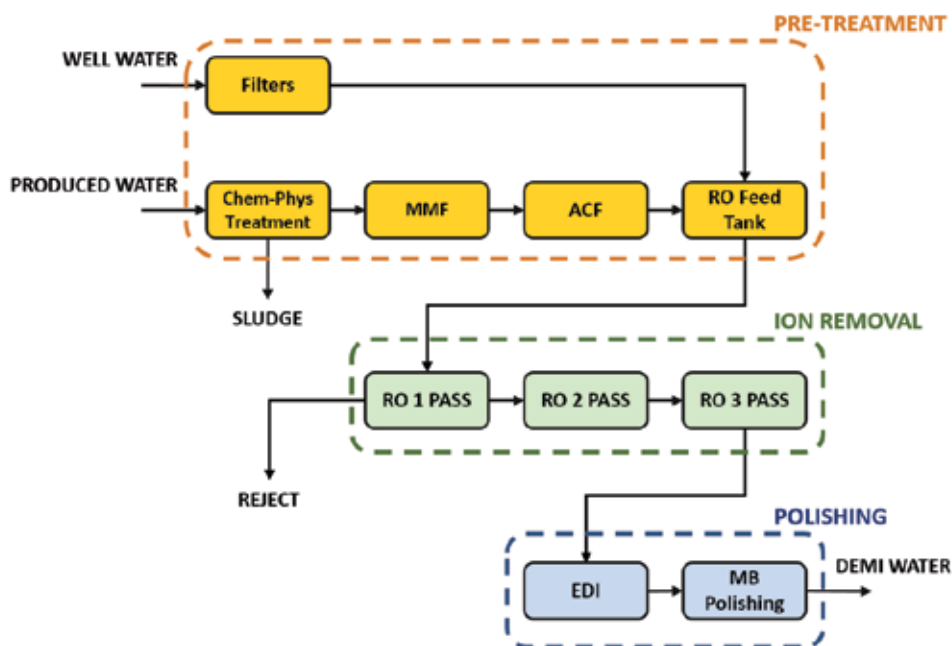


Figure 4 - Scheme of the Water Treatment Plant for hydrogen feedstock production.

mely complex for the produced water stream due to its nature. After a deoiling and chemical physical treatment for heavy metal and hardness abatement, the produced water is sent to fine filtration and to an adsorption step to remove the remaining hydrocarbon. Afterwards, it is mixed to filtered well water in the right ratio to allow the downstream system to operate.

The Ion-removal section is based on membrane technology, specifically on three passes of Reverse Osmosis (RO): RO membranes are semi-permeable, meaning that water subject to high pressure can pass through the membrane while the salts and dissolved ions are blocked with a high reten-

tion efficiency. The first pass RO is the critical step in this section, and needs special membranes capable of operating at more than 100 bar of pressure, meaning 40% to 50% higher than the average seawater desalination. Integrating such a water treatment plant requires multifaceted expertise, and process design is neither the only, nor the major, complexity: for example, high grade materials able to withstand both severe corrosion and the process conditions are needed in the system.

After the three RO passes, the water conductivity is below 5 - 10  $\mu\text{S}/\text{cm}$ , down from more than 100'000  $\mu\text{S}/\text{cm}$  at inlet. Still, it is orders of magnitude away from the target water quality.

## Idrogeno, acqua e la transizione energetica: uno studio di fattibilità eseguito da Cannon Artes

Transizione energetica: è il graduale fenomeno della sostituzione dei combustibili fossili con fonti energetiche rinnovabili per ridurre emissioni di  $\text{CO}_2$  in ottica *Net Zero*. In questo contesto l'idrogeno, in particolare l'idrogeno verde (*Green H<sub>2</sub>*) prodotto mediante il processo di elettrolisi dell'acqua, rappresenta una soluzione estremamente promettente, in quanto pulita, efficiente e versatile.

La disponibilità di acqua al corretto grado di purezza è un requisito fondamentale nella produzione di idrogeno verde, soprattutto considerando che la maggior parte dei progetti di *Green H<sub>2</sub>* pianificati si troveranno in zone a rischio di scarsità idrica: questo rende ancor più necessario un approccio rigoroso all'ottimizzazione della sezione di trattamento acque, massimizzando le efficienze e minimizzando o riutilizzando i reflui. Cannon Artes, con la sua consolidata esperienza nel settore del trattamento acque, è in grado di proporre una soluzione *tailor-made* per ogni specifica esigenza.

Questo interessante case-study firmato Cannon Artes, è parte di uno studio di fattibilità di un progetto di produzione di *Green H<sub>2</sub>* nel deserto del Medio Oriente. La scarsità d'acqua tipica del deserto è stata risolta riutilizzando *Produced Water* (acqua di produzione separata dal petrolio estratto) da un giacimento nelle vicinanze per integrare acqua di pozzo e produrre l'acqua demineralizzata necessaria ad alimentare le celle elettrolitiche. Il contributo di Cannon Artes nello sviluppo di tale soluzione ha permesso di rimuovere un importante vincolo tecnico e di procedere con lo studio di un impianto di produzione di *Green Hydrogen* da 2.5 MW, un potenziale passo di un processo di transizione energetica nell'area.

For this reason, a final Polishing section is needed before feeding the Electrolyzer. To reach the very strict requirements at outlet and remove the residual dissolved ions at the minimum possible level, a sequence of Electro-Deionization (EDI) and Mixed Bed with ion-exchanging resins is considered. The outlet demineralized water at package outlet, in line with ASTM D1193-91 - Type I quality, can then be sent to the Electrolyzer as a feedstock for Green Hydrogen production.

## Conclusions

An open-minded approach to problem solving, paired with deep expertise and wide experience in industrial water treatment, allowed Cannon Artes to develop a customized solution to the water problem of the study performed with io consulting. This meant removing a roadblock for this Green Hydrogen project and, possibly, to one of the efforts towards Energy Transition in the area.

Water is just one of the roadblocks for development at scale of Green Hydrogen, though, and it is not necessarily the most important: at the present stage of maturity, financial aspects and government incentives play a much more important role. How-

**“ Cannon Artes strives to be a partner and an enabler in this process: as a major player in the water business, we are aware of the role and responsibilities that water treatment companies will have in the push towards Energy Transition, and in the wider effort to build a sustainable world by closing the water cycle**

ver, it is safe to say that in this case, and in many others as well, tailor made water treatment solutions can be enablers for Net Zero.

Cannon Artes strives to be a partner and an enabler in this process: as a major player in the water business, we are aware of the role and responsibilities that water treatment companies will have in the push towards Energy Transition, and in the wider effort to build a sustainable world by closing the water cycle.



## Marcello Zelioli

Marcello Zelioli has a background in Chemical Engineering and obtained a Master of Business Administration in 2019. With Cannon Artes since 2013, he has several years of experience and a proven track record in international sales and business development in the Energy field, in his role as Area Manager and Business Development Manager for Energy Transition.



## Serena De Maria

Serena De Maria graduated cum laude in Chemical Engineering at University of Salerno and afterwards achieved a PhD in Chemical Engineering. Immediately after PhD, she started working in the R&D department of Cannon Artes, successfully leading several research projects in the field of water and wastewater treatment.

# Impiantistica e prospettive di investimento nell'era della "transizione energetica"

Grande interesse per il primo convegno ANIMP "in presenza" della Sezione Componentisti. Al centro della discussione il confronto tra chi prevede uno sviluppo impetuoso e veloce del passaggio dalle fonti fossili alle rinnovabili, e chi stima una maggiore gradualità e tempi più lunghi

**Daslav Brkic**, Direttore editoriale *Impiantistica italiana* e Consulente *Centro studi ANIMP*



Auditorium Testori della Regione Lombardia

**D**opo tanti webinar nei due anni trascorsi dall'inizio della pandemia, non ci sembra vero aver potuto organizzare il 15 ottobre 2021 il convegno "in presenza" della Sezione Componentistica, richiesto a gran voce dagli Associati: 160 partecipanti nell'Auditorium Testori della Regione Lombardia (il massimo concesso a causa delle restrizioni dell'era Covid), e oltre 100 collegati in streaming.

Inutile sottolineare che sono state messe in atto tutte le precauzioni. La disponibilità di un enorme atrio coperto in mezzo agli edifici della Regione Lombardia ha reso possibile anche il "socializing" tra i partecipanti, che tanto ci mancava nei webinar, informativi certo ma aridi.

Ringraziamo gli sponsor e gli speaker di grande livello, che hanno dato anima e sostanza alle presentazioni e alla tavole rotonde.

Come sempre, l'attenzione principale si è focalizzata sulle previsioni degli investimenti futuri nel settore energetico. Un bel dilemma, come abbiamo visto, in quanto nella nostra industria è cambiato il paradigma rispetto al decennio scorso, che rende il *forecasting* ancora più difficile se non impossibile. Da un lato molti esperti prevedono uno sviluppo impetuoso e relativamente veloce della transizione (**Figura 1**), dove la domanda globale di energia soddisfatta da fonti fossili dovrebbe ridursi da circa 85% odierni al 10% nel 2050; contemporaneamente, la domanda dalle rinnovabili dovrebbe aumentare nello stesso tempo dall'attuale 5% circa, all'85%. Dall'altro

lato, invece, molti ritengono che la transizione energetica avverrà sì, ma con molta più gradualità e in tempi molto più lunghi.

Questa differenza di opinioni, ovvero previsioni, è evidentissima nel caso del petrolio: molte aziende (come BP, TotalEnergies, ecc.) prevedono una graduale diminuzione della domanda già a partire dai prossimi anni, comunque fra breve. Altri enti (certamente

**Per alcuni, la transizione energetica marcerà a tappe forzate; per altri, sarà un percorso lento e graduale**

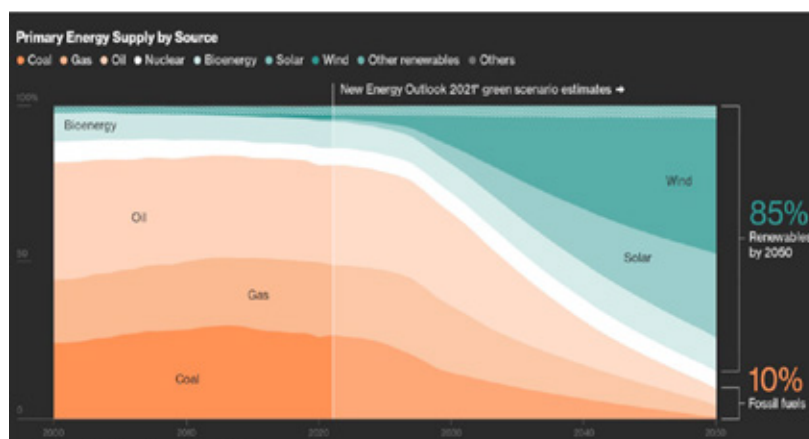


Fig. 1 - Evoluzione delle fonti di energia primaria nella transizione energetica (Fonte: BloombergNEF, 21 settembre, 2021)

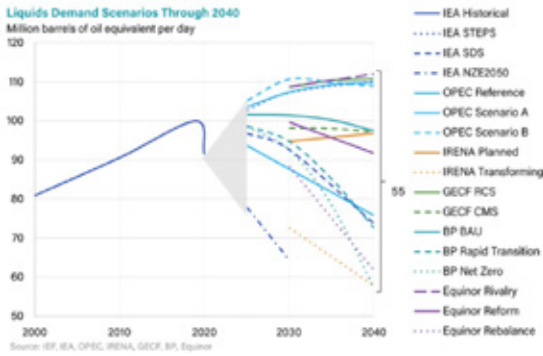


Fig. 2 - Diversi punti di vista sul futuro della domanda del petrolio (Fonte: WoodMac, agosto 2021)

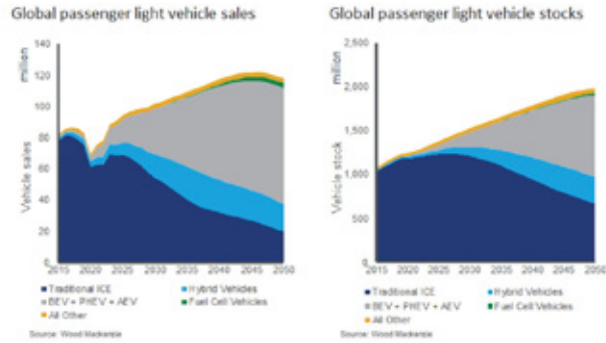


Fig. 3 - Vendite di automobili elettriche e ibride plug-in ed evoluzione del parco circolante (Fonte: WoodMac, 13 gennaio 2022)

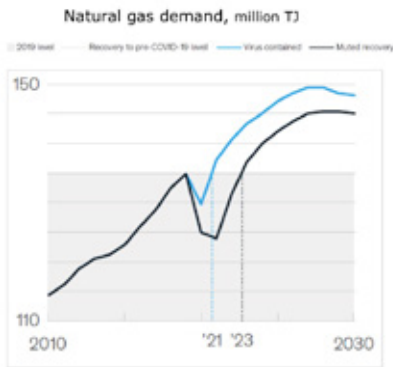


Fig. 4 - Domanda del gas naturale (Fonte: McKinsey Global Energy Perspective 2021)

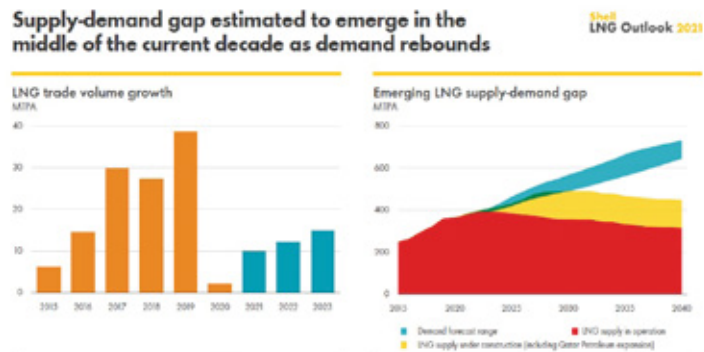


Fig. 5 - Domanda e offerta globale del LNG (Fonte: Shell, LNG Outlook 2021)

l'OPEC e alcune altre società petrolifere, ma anche la EIA, Agenzia per gli studi del Department of Energy statunitense), prevedono ancora un periodo di crescita della domanda, seppur rallentata, e il raggiungimento di un picco solo fra un paio di decenni (Figura 2). La crescita straordinaria della domanda dei prodotti petroliferi vista negli ultimi mesi sembra dare ragione a questi ultimi. Almeno a breve. Certamente, se le previsioni della vendita di automobili elettriche si riveleranno veritiere, questo non può che riflettersi in una flessione della domanda dei combustibili. WoodMac, per esempio, prevede che l'80% delle automobili vendute nel 2050 nel mondo sarà a trazione elettrica pura, oppure elettrica-plug in, e che di conseguenza queste raggiungeranno una quota di circa 60% del parco circolante (Figura 3)<sup>(1)</sup>. Il gas naturale, invece, rimarrà per lungo tempo un ottimo "transition fuel", a causa di alte efficienze nella generazione

di energia elettrica e del calore industriale o residenziale, con emissioni relativamente più basse rispetto al petrolio e al carbone. Anche un ottimo "companion fuel", che riesce a supplire ai problemi dell'intermittenza delle fonti variabili, finché non saranno sviluppati sistemi di stoccaggio di energia efficienti e utilizzabili su larga scala. Pertanto, tutti gli osservatori concordano che la domanda del gas continuerà ancora a crescere per parecchio tempo, e raggiungere un plateau fra uno o due decenni (Figura 4). Il commercio internazionale del LNG è responsabile di gran parte di questa crescita. Si potrebbe affermare, per esempio, che oggi il LNG dagli Stati Uniti e del Qatar sta "salvando" l'Europa, in un momento nel quale le forniture del gas russo sono a livelli nettamente più bassi rispetto al passato. Infatti, i mercati mondiali per il LNG sono cresciuti rapidamente, nonostante il rallentamento dell'economia mondiale durante le fasi più acute della pandemia. Si prevede che gli impianti esistenti o quelli già in via di realizzazione non basteranno a soddisfarla: ce ne vorranno altri. Quindi, un settore in netta crescita (Figura 5). Per questi settori tradizionali dell'upstream Oil&Gas, come illustrato nell'Editoriale di questo numero di "Impiantistica Italiana", si prevede un aumento degli investimenti capex da 602 miliardi di dollari all'anno nel 2021 a 628 nel 2022. Due terzi di questo aumento saranno dovuti a nuovi impianti nell'upstream gas e LNG. Nel 2024 gli investimenti totali nel settore dovrebbero raggiungere circa 670 miliardi di dollari all'anno (Figura 4 dell'Editoriale). Non è previsto un rientro ai livelli di investimento del 2019, o a quello degli anni anteriori, come intorno al 2014. In altre parole, l'industria tradizionale dell'Oil&Gas sta diventando un'industria matura. E gli investimenti futuri, dopo il plateau raggiunto probabilmente verso il 2025, serviranno

Convegno ANIMP Sezione Componentistica

Trend di mercato per la filiera dell'impiantistica industriale

**15 ottobre 2021**

Regione Lombardia, Auditorium Testori

con il contributo di:

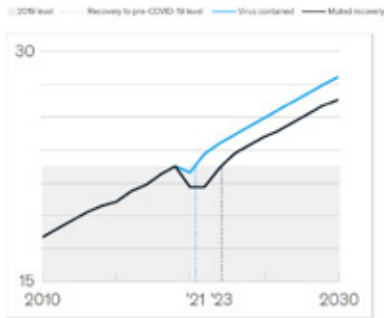


Fig. 6 - Domanda di energia elettrica  
(Fonte: McKinsey Global Energy Perspective 2021)

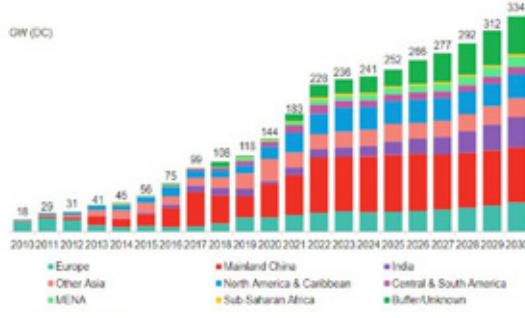


Fig. 7 - Previsione della crescita degli impianti fotovoltaici  
(Fonte: BloombergNEF, gennaio 2022)

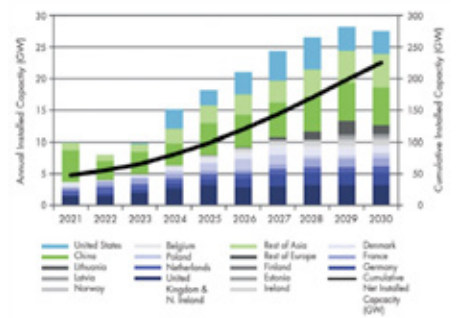


Fig. 8 - Crescita degli impianti eolici offshore  
(Fonte: Reuters, 9 febbraio 2022)



Fig. 9 - Posizionamento strategico delle Oil major occidentali  
(Fonte: WoodMac, agosto 2021)

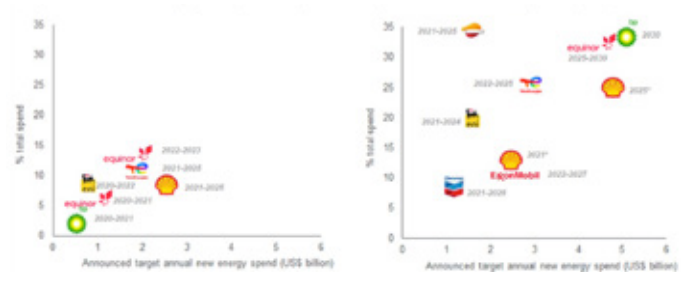


Fig. 10 - Evoluzione degli investimenti delle Oil major occidentali  
(Fonte: WoodMac, gennaio 2022)

a mantenere la produzione totale degli idrocarburi, probabilmente più gas ed LNG, e un po' meno petrolio. Questo quadro relativamente stazionario dopo il 2025 potrebbe durare qualche decennio, anche se le opinioni sono discordi. Potrebbe anche darsi che la nostra industria sia sotto-investita, oggi come in futuro, causando scarsità nella disponibilità dell'Oil&Gas, come peraltro sta già avvenendo.

Il futuro del mondo dell'energia è "all electric", con la domanda di corrente elettrica che si prevede crescere in maniera impetuosa e lineare nel futuro (Figura 6). Questa crescita sarà soddisfatta da grandi investimenti nel fotovoltaico, per esempio il raddoppio della capacità produttiva entro il 2030, per avvicinarsi a 350 GW (Figura 7); certamente nell'eolico onshore, ma anche in quello offshore (Figura 8), dove si prevede la realizzazione della capacità produttiva di ben oltre 200 GW entro il 2030, a partire dai 5 GW di oggi.

Invece, l'uso del carbone e delle frazioni pesanti del greggio rimarrà per parecchio tempo, anche a causa di investimenti recenti fatti nel settore: pochi sarebbero contenti di chiudere una nuovissima centrale a carbone avviata magari solo un anno fa, come spesso succede in India o in Cina!

Comunque, è interessante il riposizionamento di molte aziende major globali verso le nuove forme di energia, non solo di quelle occidentali. Alcuni, come la ExxonMobil, continuano su percorsi tradizionali, affidandosi tutt'al più alla CCS (Carbon Capture and Sequestration) per abbattere a valle la produzione di CO<sub>2</sub>; all'altro estremo, BP ed Equinor hanno sposato quasi interamente il credo rinnovabile; altre aziende ancora, come l'ENI, la TotalEnergies e altre, cercano nei prossimi anni di essere attive contemporaneamente in tutti i settori, sia in quelli nuovi che in quelli tradizionali, poi si vedrà (Figura 9 e 10).

E la nuova ed emergente "Economia dell'idrogeno"? Non si contano le nuove iniziative in questo settore in molti Pa-

esi del mondo, dal Giappone all'Australia, dall'Arabia Saudita all'Europa, dal Nord America al Cile. L'estate scorsa un'analisi rivelò circa 800 progetti attivi (Figura 11). Oggi, saranno almeno il doppio. Si pianificano investimenti plurimiliardari, anche se a tutt'oggi molti progetti sono solo studi, per quanto dettagliati.

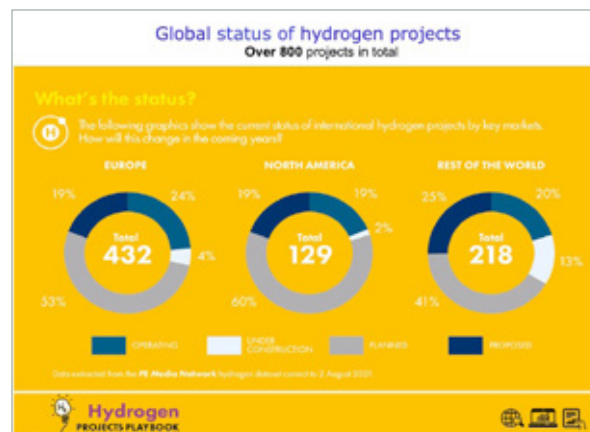


Fig. 11 - Nuovi progetti idrogeno  
(Fonte: Pemedial Network, 4 agosto 2021)

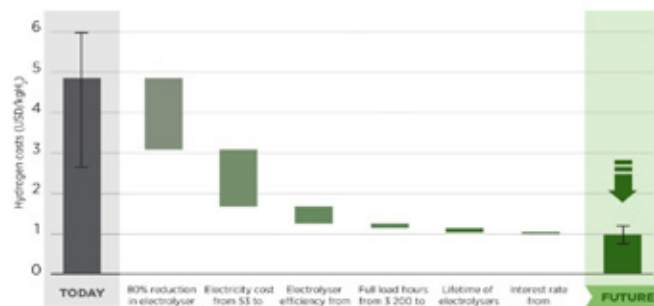


Fig. 12 - Il cost target per la produzione di idrogeno potrebbe essere raggiunto con lo sviluppo tecnologico, economie di scala, esperienza industriale (Fonte: IRENA, 2021)

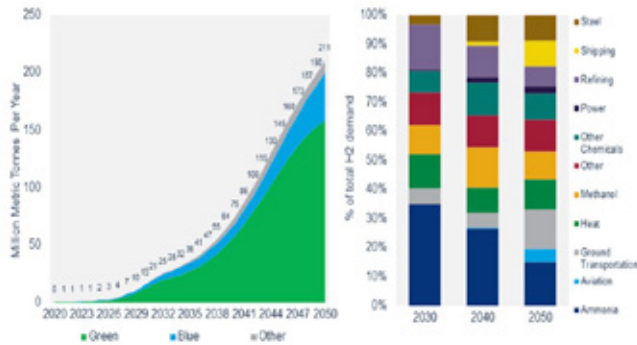


Fig. 13 - Se i costi di produzione dell'idrogeno dovessero scendere, vedremmo dopo il 2030 una notevole crescita del mercato (Fonte: WoodMac, maggio 2021)

Sappiamo tutti che il costo della produzione sia dell'idrogeno "verde" che di quello "blu" oggi non lo rende competitivo con la produzione di energia da fonti tradizionali. Nutriamo però una ragionevole speranza che con gli investimenti massicci pianificati, statali e privati, sia nello sviluppo delle tecnologie che nella realizzazione di grandi progetti e di nuove "supply chain", da qui al 2030 i costi dovrebbero scendere e diventare competitivi (Figura 12), un po' come successe con il fotovoltaico negli ultimi 20 anni.

In tal caso, verso il 2030 potremmo assistere al decollo delle applicazioni dell'idrogeno (Figura 13), inizialmente nei settori altrimenti "hard-to-abate", nella produzione dell'ammoniaca e del metanolo (a loro volta possibili vettori energetici), nell'uso come combustibile per veicoli commerciali, ecc. Alcuni sostengono che verso il 2050 il vettore energetico idrogeno potrebbe essere responsabile addirittura per

il 20% globale del consumo di energia. Ma per fare tutto questo ci vorranno forti strategie industriali, e inizialmente notevoli facilitazioni governative.

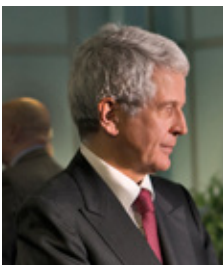
Contemporaneamente, se la "Carbon Tax" diventasse più estesa, globalmente, il mercato per le unità CCS (Carbon Capture and Sequestration) dovrebbe decollare e uscire dall'ambito del mero sviluppo tecnologico, dove si trova ora.

In conclusione, vediamo i seguenti punti principali:

- C'è molta incertezza nel mondo su quando e come avverrà la transizione energetica, che comunque vedrà un percorso molto graduale. Considerare le varie alternative possibili e provare varie strade in parallelo spesso si rivela una strategia vincente.
- I combustibili tradizionali, soprattutto il gas naturale, avranno ancora lunga vita.
- Le "supply chain" saranno influenzate enormemente da questi trend: ci troviamo davanti a cambi di direzione immensi.
- Gli investimenti dovrebbero aumentare, in tutti i settori. Ma potremmo anche trovarci con degli shortages di energia, a causa di investimenti insufficienti e di disaccordi tra le varie politiche governative a livello globale.
- La "Economia dell'idrogeno" potrebbe svilupparsi, se i grandi investimenti previsti abatteranno i costi per renderla competitiva e se ci saranno politiche e incentivi appropriati.
- Inevitabilmente, aumentano i rischi per tutti i player.

#### Nota:

(\*) I dati e le figure di questo articolo sono stati parzialmente aggiornati rispetto alla versione presentata al Convegno



## Daslav Brkic

Consulente di direzione aziendale per il marketing e il business development strategico, dopo una carriera pluridecennale nell'industria dell'impiantistica nei settori Oil&Gas, environment, power e telecomunicazioni.

"Visiting Professor" presso le "Graduate School of Business e School of Management" del Politecnico di Milano e la "International Business School" della Gubkin State University of Oil&Gas a Mosca. La sua esperienza include molteplici incarichi nel business development, vendita, ricerca e sviluppo tecnologico, licensing, sviluppo e pianificazione strategica, negli U.S.A., in Gran Bretagna, Olanda e Italia, inizialmente con UOP, ABB e Sirti. Dal 2002 al 2016 in Saipem (inizialmente Snamprogetti), dove come Senior Vice President ha diretto il business development, la pianificazione strategica, la comunicazione esterna e le rela-

zioni istituzionali, lo sviluppo tecnologico e il licensing.

Dopo la laurea in Ingegneria Chimica presso il Politecnico di Milano nel 1975, ha conseguito nel 1979 un Dottorato di Ricerca in Ingegneria Chimica da un programma congiunto tra il Politecnico di Erlangen-Norimberga, Germania e il Politecnico di Milano. In seguito, ha frequentato il programma M.B.A. presso la University of Chicago e corsi executive di strategia industriale presso la Stanford University e le Corporate University di ABB ed Eni.

Oggi è Direttore Editoriale delle riviste "Impiantistica italiana" e "Industrial Plants", e consulente per il Centro studi ANIMP; membro associato del CEEPR - Center for Energy and Environmental Policy Research del MIT e del Paris Energy Club. E' stato Vice Presidente di ANIMP, Consigliere e board member di Assomineraria, World Energy Council, Society of Petroleum Engineers e di altre associazioni industriali internazionali e italiane; è stato anche membro dei Comitati per l'internalizzazione di Confindustria e di Assolombarda.

Ha scritto oltre 150 articoli e memorie presentate a convegni internazionali.

## Plant engineering and perspectives of investment in the era of the "energy transition"

After a two years pause due to the pandemic, the ANIMP section of components manufacturers and service companies has held a first live symposium, with the key objective of trying to predict the future of the investments in our energy and industrial plant industries. There is a lot of uncertainty in the world today about when and how the energy transition will take place, which most likely will see a very gradual path. Most players in the energy industry are evaluating today the various possible alternatives and trying several paths in parallel, in order to be prepared for any possible future outcome. Naturally, most forecasts expect that with time the use of renewable forms of energy will grow rapidly and become predominant. However, the traditional fuels, especially natural gas, still have a long life ahead.

The supply chains will be immensely affected by these big changes of direction.

The capital investments are expected to increase, across all sectors, in traditional as well as in new energy forms - but they might not be sufficient, so we might find ourselves with energy shortages. The 'Hydrogen Economy' could develop, as the large planned investments and technology developments will probably reduce the manufacturing and distribution costs needed to make hydrogen competitive - but appropriate and courageous Governmental policies and incentives will be needed. Inevitably, the risks for all players will increase.

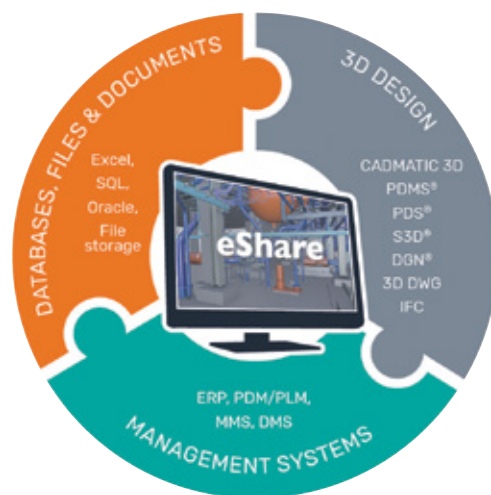


# eShare: il Digital Twin del tuo impianto e tutte le informazioni di cui hai bisogno in un semplice click!

eShare è la piattaforma ideale per creare un digital twin di strutture industriali: un'unica finestra per tutti i dati relativi alla struttura. Integra il modello 3D, i dati di ingegneria, i dati acquisiti in 3D dalle scansioni laser, nonché i dati operativi e di manutenzione dell'impianto.

Trova, visualizza e condividi informazioni su progetti e risorse in un portale web unico, indipendente e facilmente accessibile.

**CADMATIC eShare: lo strumento di information management per le industrie ad alta intensità di processo**



Visita il nostro sito:

[www.cadmatic.com/it](http://www.cadmatic.com/it)

Guarda il video dimostrativo



 **CADMATIC**

# La catena del valore dell'idrogeno

Grande partecipazione al convegno su questo tema nuovo ma importantissimo. I temi discussi. Le attese e le prospettive

**Lorenzo Stocchino**, Delegato Sezione Energia, ANIMP Vice President, Power Plant Engineering, Ansaldo Energia

Come ANIMP Sezione Energia continuiamo il percorso sulla Transizione Energetica iniziato nel 2020 con all'epoca il tema impianti ibridi, mentre nel 2021 ci siamo concentrati sul tema idrogeno e sue applicazioni.

Abbiamo stabilito una collaborazione costruttiva con ANIE Energia, H2IT ed OICE sia per attività webinar durante l'anno che per un evento "misto" (in presenza e streaming), che si è svolto il 29 Novembre a Milano presso il Politecnico.

Hanno aperto i lavori i saluti dei Presidenti delle quattro associazioni ai quali si è unito anche il Presidente di Assolombarda Alessandro Spada, oltre al sottoscritto, delegato della Sezione Energia ANIMP.

L'incontro ha visto 111 partecipanti presenti in sala (ovviamente, nei limiti imposti dalla normativa Covid), oltre a 252 connessi in streaming.

Ringraziamo i numerosi sponsor per il supporto che ha permesso di organizzare un evento di tale impatto culturale e di coprire i costi.

**“Dopo due webinar nel corso del 2021 organizzati dall'ANIMP, il convegno è stato molto apprezzato, con 111 partecipanti 'in presenza' e oltre 250 collegati in streaming**



Abbiamo avuto anche un'illustre moderatrice delle due tavole rotonde, la giornalista Sissi Bellomo del "Sole24Ore", che ha reso la discussione aperta e costruttiva.

Nelle presentazioni e nelle tavole rotonde, numerosissimi gli spunti di grande interesse, che hanno coperto tutto il settore dell'emergente "Economia dell'idrogeno", dalla generazione all'utilizzo. In primis, la necessità di abbattere i costi e di sviluppare la filiera produttiva e un mercato, che oggi non c'è; poi, i pro e i contro dell'idrogeno "verde" vs. idrogeno "blu", accoppiato ai sistemi di CCS (Carbon Capture and Sequestration).

Particolarmente apprezzato è stato l'intervento introduttivo di Amedeo Teti, in rappresentanza del ministero dello Sviluppo Economico, sulle possibilità di finanziamento del settore attraverso il PNRR. Tra i vari annunci fatti, una notizia: i bandi per alcune gare d'appalto potrebbero iniziare già nel corso del 2022.



## Lorenzo Stocchino

Lorenzo Stocchino, Vice President, Power Plant Engineering di Ansaldo Energia, ha un'ampia e profonda esperienza nel settore energetico costruita in oltre 20 anni, avendo ricoperto una varietà di posizioni in diverse aree tecnologiche, funzioni e dimensioni.

Dopo la laurea in Ingegneria Meccanica nel campo dei Sistemi Energetici (1993) e l'Executive MBA presso l'Università Bocconi (2006-2008), ha lavorato in Foster Wheeler Italiana e nella General Electric (Power Systems e Oil&Gas). Nel 2017 è rientrato in Ansaldo Energia, dove ora ricopre la posizione di VP, Power Plant Engineering, che include Power Plant System Engineering, Project Engineering, BoP Cost Estimating, Regulatory Compliance & Safety Design e Digital Engineering Solutions. Attualmente è Delegato della Sezione Energia dell'ANIMP.

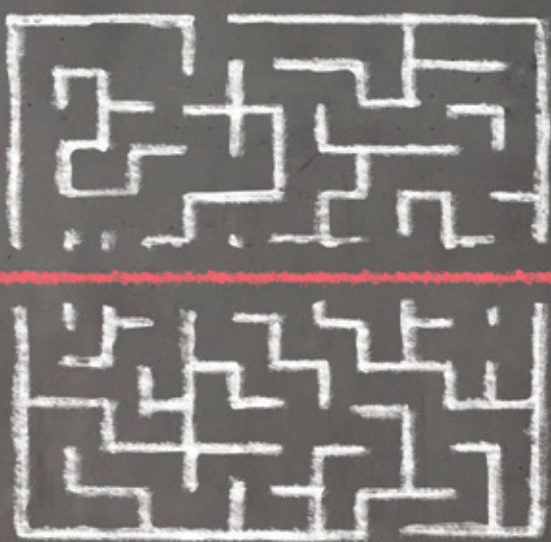


# TRANSIZIONE ENERGETICA

## Quali tecnologie adottare?

La transizione energetica richiede nuove tecnologie e nuovi approcci progettuali.  
**Come affrontare questa sfida?**

**Hydac è partner tecnologico** di costruttori e impiantisti nella progettazione e sviluppo di macchine e sistemi innovativi con soluzioni semplici di ingegneria complessa.



*Bioenergy*

*Natural Gas*

***Hydrogen***

*Geothermal*

*Hydropower*

*Fossil Fuel*

*Wind*

*Oil & Gas*



**SCOPRI** le nostre soluzioni semplici di ingegneria complessa a questo link:

<https://modofluido.hydac.it/it-it/power-generation>

**HYDAC**

# NUOVA ERA PER LA PROTEZIONE DALL'ESPLOSIONE



**EX** PRESSURE

THE STRONGEST LINK.

**STAHL**

## STAHL PRESENTA EXpressure: IL CABINET Ex d PIÙ LEGGERO AL MONDO

Anziché contenere le esplosioni tramite custodie massicce e pesanti, EXpressure rilascia in sicurezza verso l'esterno calore ed energia tramite una tecnologia a più livelli di maglie di acciaio.

Il risultato è un armadio ( non più una custodia ) Ex d meno ingombrante più leggero e più facilmente manutenibile ed espandibile rispetto al passato. EXpressure. Per saperne di più: [r-stahl.com/expressure](http://r-stahl.com/expressure)

# Filiera dell'impiantistica industriale, queste le dieci principali tendenze

Numerose le novità e buone prospettive. Ma con molti rischi, tra escalation dei costi e riduzione dell'impronta carbonica

**Giacomo Franchini**, Direttore, SupplHi

L'edizione 2021 del Convegno della Sezione Componentistica d'Impianto dell'ANIMP, tenutasi a Milano lo scorso 15 ottobre, era dedicata al tema "Trend di mercato nella filiera dell'impiantistica industriale", e ha visto, oltre ai 150 professionisti del settore impiantistico presenti fisicamente in aula, altrettanti partecipanti tramite webinar. Ha messo in evidenza le principali tendenze della filiera dell'impiantistica industriale, sia per far fronte alla transizione energetica, sia per rispondere alle crescenti e nuove necessità di misurazione e riduzione delle emissioni carboniche di filiera

Il tradizionale Report annuale "Energy Industry Global Markets Forecast and Supply Chain Trends 2021", presenta la tradizionale analisi delle dieci principali tendenze della supply chain industriale B2B, in cui troviamo otto tendenze preesistenti e due new entries.

Le dieci tendenze descritte nel Rapporto stanno emergendo sempre più chiaramente, e non sono tutte novità per il settore: l'escalation dei costi post-Covid, la sfida del CAPEX, la sostenibilità e le emissioni carboniche di filiera, il "local content", la transizione energetica, maggiore visibilità e ingaggio con i fornitori, digitale e standardizzazione, project management e – infine – maggiore politica industriale.

La filiera dell'impiantistica industriale ha vissuto decenni di produttività stagnante unita a una sostanziale assenza di inputs di politica industriale. La mancanza di finanza privilegiata sarà un problema crescente per la filiera collegata all'Oil&Gas e per sostenere la cre-



scita dei fornitori nei prossimi anni, questa tendenza dovrà essere invertita. Un nuovo "distretto industriale" digitale, composto di attori fortemente interconnessi fra di loro e caratterizzato sia da una forte complementarità fra di essi, sia da un'infrastruttura digitale condivisa, potrebbe supportare una visibilità costante e la condivisione sicura di informazioni di commessa anche nelle complesse filiera dell'impiantistica industriale.

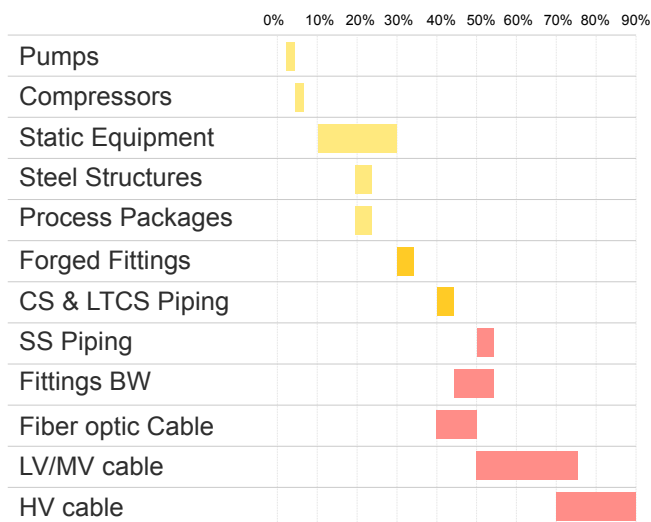
Il settore sta affrontando diverse priorità: alcune rimangono invariate rispetto agli anni precedenti, mentre altre stanno emergendo per la prima volta, come l'escalation dei costi post-Covid delle materie prime e la necessità di una maggiore visibilità e coinvolgimento delle catene di fornitura per le tematiche di misurazione della sostenibilità. Cresce fortemente, infatti, l'attenzione su tutte le tematiche ESG, con particolare focus sulla misurazione e riduzione delle emissioni carboniche.

In questi mesi, la supply chain dell'Industria B2B è soggetta alle seguenti tendenze:

1. Escalation dei costi post-Covid

“Sia la domanda sia l'offerta sono state colpite da una serie di shock, e l'escalation dei costi post-Covid delle materie prime che stiamo vivendo è un elemento nuovo per la filiera

## COST INCREASES, 2019-2021



Source: SuppliHi analysis

Il mercato delle materie prime ha rilevato un aumento dei prezzi, e sia la domanda sia l'offerta sono state colpite da una serie di shock a breve termine che stanno interagendo in modi imprevedibili. Il costo di tutti i materiali critici si è quindi adeguato di conseguenza: i prezzi dell'acciaio strutturale sono aumentati del 20-25%, i cavi a bassa tensione nel range del 55-65%, e così via. Come gestire una prolungata escalation dei prezzi diventa ora una questione cruciale che l'Industria si trova a fronteggiare.

## 2. La sfida del CAPEX

Ciò che il mercato può permettersi di finanziare per sostenere nuovi progetti rimane una delle priorità principali. I contrattisti stanno definendo le modalità per accorciare la filiera, anche attraverso scelte di "make or buy" ("bundle / unbundle"), soprattutto quando si tratta di "Packages". In questo contesto caratterizzato da numerose incertezze, c'è una forte necessità di maggiore certezza per quanto riguarda le tempistiche e i costi di qualsiasi fornitura.

## 3. Sostenibilità ESG

Gli utilizzatori finali e le istituzioni finanziarie (come banche e assicurazioni) richiedono requisiti specifici per la valutazione della sostenibilità ESG della filiera di fornitura. La mancanza di linee guida comuni sul come valutare le performance ESG dei fornitori nell'impianistica industriale è stata affrontata da ANIMP già nel 2019, attraverso la creazione di un gruppo di lavoro collaborativo, che ha sviluppato e pubblicato un approccio a livello globale, le "Supply Chain ESG Guidelines" per l'Impianistica Industriale.

## 4. Emissioni carboniche

Per qualsiasi società della filiera le emissioni carboniche incluse nel calcolo del cosiddetto "Scope 3", rappresentano più del 90% delle emissioni totali: il calcolo delle emissioni di CO2 da parte dei fornitori sono un nuovo requisito necessario per stimolare un target

di riduzione. A livello internazionale in diverse industrie sono in corso di definizione dei fondi obbligatori per la ricerca e lo sviluppo sulle emissioni CO2, con lo scopo di accelerare il raggiungimento del "net zero". Per esempio, l'International Chamber of Shipping (ICS) ha proposto la creazione di un fondo di 5 miliardi di dollari di contributi obbligatori di R&S da parte degli armatori di tutto il mondo. Infine, la presenza di un portafoglio di prodotti o servizi per supportare la riduzione e la rimozione della CO2 sta diventando un valore sempre più differenziante nella filiera.

## 5. Contenuto Locale

I regolamenti di "Local Content" differiscono da Paese a Paese, e richiedono un approccio ad hoc in ciascuna geografia. Unitamente al finanziamento da parte delle Export Credit Agencies (ECA), il "Local Content" è uno dei driver in grado di influenzare realmente il Procurement Plan di una commessa. Inoltre, un diverso tipo di "Local Content" post-Covid potrebbe sorgere nel prossimo futuro: il "nazionalismo" nella produzione industriale anche nelle geografie occidentali.

## 6. Transizione energetica

Gli investimenti in impianti per la produzione di idrogeno verde sono ancora in una fase iniziale (90 miliardi di dollari di CAPEX attesi nel periodo 2020-2023, contro 1.954 miliardi di dollari nel più tradizionale Oil&Gas) con molti progetti che subiscono ritardi a causa di finanziamenti incerti e joint ventures complesse. E' anche vero che gli attori che avranno un impegno sin dalle fasi iniziali della transizione energetica saranno quelli che ne potranno trarre i maggiori benefici.

## 7. Visibilità e ingaggio dei fornitori

Le società che vogliono raggiungere il "net zero" devono impegnarsi e collaborare con i fornitori per ridurre realmente le loro emissioni. Il rapporto con i fornitori diventa cruciale e la visibilità e tracciabilità nella catena di fornitura è un tema sempre più rilevante. La chiave è rappresentata anche dal passaggio da un modello di puro monitoraggio delle performance della filiera, a un modello di "feedback e ricompensa", che premi realmente i fornitori più virtuosi.

## 8. Digitale e standardizzazione

La collaborazione sta diventando una chiave per la standardizzazione e la digitalizzazione (per esempio, l'iniziativa "Catena-X" dell'industria automotive). Similmente ad altri settori, un'alleanza per uno scambio sicuro e standardizzato di dati anche nell'impianistica sarebbe auspicabile per le aree di gestione della qualità, logistica, manutenzione, gestione delle forniture e sostenibilità. La tecnologia deve essere utilizzata per gestire i rischi, non solo finanziari ma anche quelli legati alla reputazione e alla sostenibilità.

## 9. Project Management

La supply chain diventerà sempre di più un mix di attività globali e locali. Le specifiche saranno maggiormente standardizzate, le attività di supporto esternalizzate e le decisioni si muoveranno in modo sempre più veloce. Ad oggi si evidenzia la scarsità di alcuni ruoli di progetto essenziali e la necessità, da parte dei

ranking 2021		ranking 2020	ranking 2019	trend	
1	POST-COVID COSTS ESCALATION	-	-	↑↑	New
2	CAPEX CHALLENGE (BUNDLE & UNBUNDLE)	2	1	→	
3	ESG SUSTAINABILITY	4	4	↑	
4	CARBON EMISSIONS	6	-	↑↑	
5	LOCAL CONTENT	3	2	↓	
6	ENERGY TRANSITION (H2, ...)	1	7	↓	
7	VISIBILITY & SUPPLIER ENGAGEMENT	-	-	↑	New
8	DIGITAL & STANDARDIZATION	5	5	→	
9	PROJECT MANAGEMENT	8	8	→	
10	INDUSTRIAL POLITICS	10	10	→	

project manager, di nuovi strumenti a supporto del loro processo decisionale.

#### 10. Politica industriale

La filiera dell'impiantistica industriale ha vissuto decenni di produttività stagnante, unita a una sostanziale assenza di inputs di politica industriale. La mancanza di finanza privilegiata sarà un problema crescente per la filiera collegata all'Oil&Gas e per sostenere la crescita dei fornitori nei prossimi anni, questa tendenza dovrà essere invertita. Un nuovo "distretto industriale" digitale, composto di attori fortemente interconnessi

tra di loro e caratterizzato sia da una forte complementarità fra di essi, sia da un'infrastruttura digitale condivisa, potrebbe supportare una visibilità costante e la condivisione sicura di informazioni di commessa anche nelle complesse filiera dell'impiantistica industriale.

Per dirla alla Winston Churchill, l'impiantistica industriale non dovrebbe "lasciare che una buona crisi vada sprecata", e le società che meglio si adatteranno ed evolveranno attorno a questi macro-trend saranno coloro che si differenzieranno maggiormente nei prossimi anni di ripartenza post-Covid.



## Giacomo Franchini

Giacomo Franchini, Director e Fondatore di SupplHi, la piattaforma per la gestione dei fornitori per beni e servizi industriali, dalla quale ha accesso a un punto di vista privilegiato sulle tendenze dell'industriale impiantistica internazionale.

In precedenza, ha lavorato come consulente per Bain & Company, principalmente coinvolto in progetti di strategia nel settore Oil&Gas, con particolare attenzione alla pianificazione aziendale, agli approvvigionamenti – sia per NOCs che EPC Contractors – Co-Engineering, Local Content e sviluppo della catena del valore locale e internazionale.

Nell'ambito dell'industria Oil&Gas, ha vissuto per un anno e mezzo in Brasile, un anno in Russia, e nove mesi in Arabia Saudita – supportando National Oil Companies nel continuo miglioramento dei loro processi di approvvigionamenti di beni e servizi industriali.

## The 10 trends of the industrial plant design chain between cost escalation and reduction of the carbon footprint

The recent conference of the Plant Components Section of ANIMP highlighted the main trends in the industrial plant supply chain both to cope with the energy transition, and to respond to the growing needs of measurement and reduction of the carbon emissions of the supply chain.

The ten trends described in the Report are emerging more and more clearly and are not new to the sector: post-Covid cost escalation, CAPEX challenge, ESG Sustainability, Carbon Emissions, Local Content, Energy Transition, visibility and engagement with suppliers, digital and standardization, Project Management and – last but not least – industrial politics.

The industrial world has seen decades of stagnant productivity with limited planning and industrial politics directions. The lack of privileged Finance will be a growing issue and to sustain Suppliers' growth in the coming years this trend must be reversed. A new digital "industrial district" of interconnected players with strong complementarity among players and shared digital infrastructure could support constant visibility & high-speed information also in the complex Supply Chains on Plant Engineering.

As said by Winston Churchill, the B2B industrial should "never let a good crisis go to waste", and the players that will better adapt and evolve around these 10 macro-trends will be the front-runner in the post-Covid re-start.

PROJECT LOGISTICS  
ENGINEERING  
HEAVY TRANSPORT  
& LIFTING



We ship the

WORLD



... everyday

# Circular Hydrogen from Waste Gasification

Combining waste recovery and production of chemicals into one process benefits of synergy and allows to significantly reduce overall emissions.

An innovative route for circular Hydrogen production

**Giacomo Rispoli**, Managing Director, MyRechemical  
**Gaetano Iaquaniello**, Vice-Chairman,  
NextChem S.p.A.

**Annarita Salladini**, Senior Process Engineer,  
MyRechemical

**Alessia Borgogna**, Junior Process Engineer,  
MyRechemical

*MyRechemical, a subsidiary of NextChem, part of the MaireTechnimont Group*

The increasing concern for environmental pollution, mainly related to GHG emissions, is promoting the so-called energy transition towards more sustainable productive system based on renewable energy exploitation and circular economy principles. On this regard the concept of sustainability is often coupled to the concept of waste valorization as a driver for re-thinking conventional productive systems. Such vision, aiming for a more sustainable use of resources is also supported by the European Commission (EU) through a policy stating that “waste management should be improved and transformed into sustainable material management with a view to promoting the principles of the circular economy, enhancing the use of renewable energy and providing new economic opportunities” (EU Directive, 2018) [1].

The concept of circular economy is currently re-designing many industrial fields with the aim of waste streams valorization.

Moving into the field of solid waste, municipal and plastic waste management was recently placed under the



spotlight as a challenge matter to be urgently faced by many countries. As a consequence of the ban applied by Chinese government on January 2018, towards the import of waste from foreign countries, many industries in developed countries, due to their past reliance on exporting, started to facing challenges as a consequence of their limited installed waste management capacity [2].

This scenario may get worse considering that increase in standards of living will inevitably bring to higher consumption and higher waste production.

Conversion of waste into a chemical solves at the same time the issue of waste disposal and the substitution of a fossil feedstock. By this way, waste is valorized as a source of carbon and hydrogen, thus representing a widely available renewable source, without any geographical restriction. About 2 billion Mtons per year of waste are globally produced. By 2050 it is foreseen to reach 3.4 billion of Mtons, due to the expected increase of population and GDP, which both influence waste production value per year [3].

As a matter of fact, both chemical production and waste disposal by incineration imply high greenhouse gases (GHG) emissions. Combining waste recovery and production of chemicals into one process benefits of synergy and allows to significantly reduce overall emissions. The ‘Waste to Chemical’ approach is also favored from an economic point of view being the waste feedstock not a cost but a revenue.

The waste fractions which are taken into account as sources in the waste-to-chemical process are indeed

“The concept of circular economy is currently re-designing many industrial fields with the aim of waste streams valorization

fractions which alternatively would have been disposed best through – at least – landfilling or – incineration with energy recovery. The waste-to-chemical process allows carbon and hydrogen recovery, i.e. contextually material and energy recovery.

Refuse Derived Fuel (RDF), dry fraction of unsorted fraction of Municipal Solid Waste (MSW), and unrecycled fraction of plastic sorted waste, are kind of waste eligible

for the waste-to-chemical process. An innovative route for circular Hydrogen production is here presented and described from technical, economic, and environmental point view.

## 1. High temperature gasification for waste valorization

As already mentioned, waste feedstock like Municipal Solid Waste, Refuse Derived Fuel (RDF) and plastics residues, due to the high content of carbon and hydrogen, may be considered a sort of alternative and sustainable feedstock to be used in substitution of conventional fossil. Typical compositions for the above-mentioned waste are reported in the **Table 1**. As shown by the elementary composition, carbon content may vary in the range 30-60%w while hydrogen in the range 4-7%w.

If properly converted into syngas, these kinds of wastes may be used for the synthesis of a wide range of chemicals [4].

Under this scenario technology plays a major role in the fully implementation of circular economy around the concept of waste as feedstock for industrial processes. This paradigm implies a robust and reliable technology able to manage the heterogeneous nature of waste as well as their pollutants content.

The proposed technology allowing to convert waste into chemicals, is based on a high temperature gasification process carried out under pure oxygen environment. A schematic view of gasifier reactor allowing to perform such conversion is shown in **Figure 1**.

The gasifier reactor consists of three sections: the melting zone on the bottom of reactor, where exothermic reactions and melting of inert compounds take place; the gasification zone in the middle, where low oxygen-content brings to partial oxidation reactions; the stabilization

zone on top of reactor, where a further introduction of auxiliary fuel and oxygen lead to an increase of temperature ensuring tar degradation, full decomposition of the long chain organic molecules and inhibition of dioxins formation.

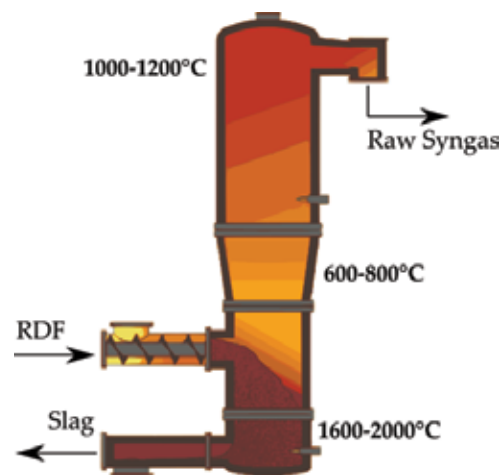


Figure 1 - High temperature gasification reactor

Multiple injection of oxygen and auxiliary fuel along the reactor, take temperature in order of 1600-2000°C in the melting zone, 600-800°C in the gasification zone up to 1100-1200°C on the top. Such temperature profile assures a full conversion of waste into two products: a high valuable syngas rich in H<sub>2</sub>, CO and free of char, tar, dioxin and furans discharged from the top of reactor and an inert vitrified material discharged on the bottom [5]. The high temperature held on the melting zone allows to discharge the inert components of waste (mineral and metals), in a granulated and vitrified state ideally carbon free. Depending on local legislation, such material can be valorized into cement or construction industry otherwise disposed as standard waste.

As reported by Salladini et al [6], the syngas yield and relevant composition, are mainly affected by the LHV value and C/O ratio. On the overall higher LHV results into higher syngas yield as well as higher content in terms of CO and H<sub>2</sub> and lower concentration of CO<sub>2</sub>. Produced syngas contains as major components CO, H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> and under minor content volatile metals and any particles up drafted with the syngas. **Figure 2** reports a block diagram of the gasification section, together with preliminary cleaning and syngas purification section.

As first step the hot gas exiting the reactor is routed to an evaporative quench where temperature is abruptly reduced down to 85-90°C by direct injection of water. Although there is a loss of high temperature heat, this rapid cooling freezes chemical composition achieved at high temperature avoiding any undesired reaction. The two-phase mixture at the bottom exit of quench is routed to a sedimentation tank. This unit allows to collect on the bottom the sludge, continuously removed from the system, and clarified water reused as cooling water in the quench. The Sedimentation works under low pH condition (1.5-3) in order to promote the migration of volatile metals in liquid phase. The syngas exiting the sedimentation tank is routed to an acidic column that further promotes the metal removal.

Component	Value	RDF	PW
Wet basis			
C	% weight	33-38	47-61
H	% weight	4-5	5-7
O	% weight	16-18	14-20
N	% weight	0.2-1.0	0.2-0.5
S	% weight	0.02-0.15	0.02-0.3
Cl	% weight	0.8-1.5	0.8-1.5
Moisture	% weight	17-21	5-9
Inert	% weight	17-25	7-20
LHVwet	MJ/kg	14-16	21-24

Table 1 - Typical elementary composition of PW and RDF and relevant LHV values.



Syngas exiting from the acidic columns of each gasification line is collected and sent to a common section based on alkaline scrubbing column, wet electrostatic precipitators (WESP) and subcooling column. Water stream collected from the bottom of the washing columns due to the potential content of pollutants are routed to the WasteWater Treatment unit.

Gasifier works under quite atmospheric pressure achieving at the end of cleaning section pressure in order of few mbar. It

derives that a compression section is needed before routing the syngas to downstream section. In order to assure stable condition in terms of syngas pressure and flowrate at suction of compressors, a gas holder is installed between the gasification section and compression.

The cleaned syngas still contains sulphur compounds mainly in the form of H<sub>2</sub>S and COS together with residual chlorine, HCN and trace of Hg. Once compressed, syngas is routed to the purification section involving the following step: removal of residual dust and metals, removal of HCl, hydrolysis of the COS and HCN, H<sub>2</sub>S removal through an oxy-reduction system and a final polishing step based on zinc oxide absorbents in order to reduce sulphur content down to ppb as required by catalyst adopted for downstream synthesis.

The high temperature regime and the use of a waste as feedstock, requires dedicated maintenance work around the gasifier aiming at preventing damages on refractory materials and avoiding excessive fouling along the quench wall and sedimentation. On this regard a plant architecture based on multiple gasification lines working in parallel is foreseen in order to assure plant availability during maintenance operation: when a gasification line is kept shut down for maintenance service, the other lines are kept under maximum capacity to assure a continuous syngas production with a minimum reduction of productivity.

The purification procedure described above, delivers a syngas suitable to be fed to catalyst-based synthesis. Depend-

Component	U.m.	Value
Wet basis		
C	% weight	41.7
H	% weight	6.0
O	% weight	19.0
N	% weight	0.70
S	% weight	0.2
Cl	% weight	1.1
Moisture	% weight	13.5
Inert	% weight	17.8
LHV	MJ/kg	17.9

Table 2 - Waste used for the case study (Mixture 50% RDF-50% Plastics).

Purified syngas		
Component	u.m.	Value
H <sub>2</sub>	%mol	39.1
CO	%mol	42.6
CO <sub>2</sub>	%mol	12.8
H <sub>2</sub> O	%mol	0.4
N <sub>2</sub>	%mol	4.8
CH <sub>4</sub>	%mol	0.21
Arg	%mol	
H <sub>2</sub> S	ppm	0.01
COS	ppm	0.1
HCN	ppm	0.1
HCl	ppm	0.1
Hg	ppm	-
PM	ppm	-

Table 3 - Syngas composition.

ing from selected end product, a conditioning step aiming at adjustment of H<sub>2</sub> and CO content is required [7-9].

Once applied for hydrogen production, the conditioning section will consist of a shift section and hydrogen purification through pressure swing adsorption.

## 2. Waste to Hydrogen production

The proposed waste to hydrogen case study will be developed around a waste feedstock having an average composition describing a mixture of 50% RDF and 50% plastic residues. Resulting mixture composition is reported in Table 2.

By applying the process scheme depicted in figure 2, resulting syngas composition at the end of purification section have a composition reported in Table 3.

The process architecture aiming at hydrogen production from waste is depicted in Figure 3. To increase di H<sub>2</sub> content a shift reaction section is performed through two intercooling steps. To promote shift reaction, medium steam is mixed at the inlet of the shift reactor, operating with a steam/dry-syngas ratio of at least of 1.5 in order to manage the shift exit temperature below 480°C. Due to the high CO content, two stage shift reaction are foreseen in order to proper control any variation of CO content deriving from heterogeneous nature of waste.



Figure 2 - Block scheme: Gasification and syngas primary gas cleaning

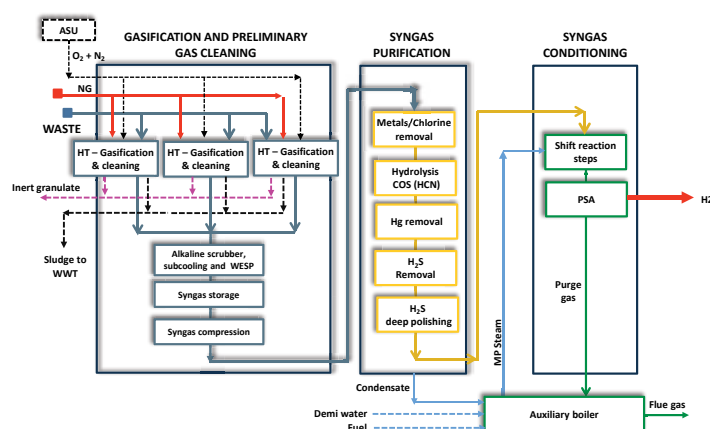


Figure 3 - Waste to Hydrogen block diagram

Feed/Product/bioproduct	Quantity per year	U.m.
Waste feedstock	192.000	Ton/y
Hydrogen production	200	MNm <sup>3</sup> /y
Granulated	34.000	t/y
Sludge	7520	t/y
Utilities	Quantity per year	U.m.
Electric Power	84000	MWh/y
Industrial water	50.400	m <sup>3</sup> /y
Demi water	130.000	m <sup>3</sup> /y
Natural Gas	12.176	ton/y
Instrument Air	10	MNm <sup>3</sup> /y
Nitrogen	11.5	MNm <sup>3</sup> /y
Oxygen	82.5	MNm <sup>3</sup> /y
Cooling water	40	Mm <sup>3</sup> /y

Table 4 - Material balance for the waste to H2 scheme

	M€
CAPEX ISBL	190
CAPEX OSBL	30
Contingency (10%)	22
<b>TOTAL</b>	<b>242</b>

Table 5 - CAPEX estimation for Waste to H2 plant

Cost component	Value
Waste treatment ton/year (three gasification lines)	192000
Vitrified granulate produced ton/year	34000
Concentrated sludge produced ton/year	7500
Maintenance cost as % of the CAPEX	2%
Depreciation	
Equity (20 year and 6% interest rate)	0.0872
Bank loan (12 year and 3% interest rate)	0.0672
Personnel (at company cost) M€ per year	
7 people per shift (7x5) = 35 people	1.75
3 specialist all over the working day	0.24
1 Manager	0.12
RDF-Plastics price € per ton	150
Electric energy cost € per MWh	70
Natural gas price, € per Sm <sup>3</sup>	0.24
O <sub>2</sub> cost, € per Nm <sup>3</sup>	0.078
N <sub>2</sub> cost, € per Nm <sup>3</sup>	0.078
Instrument air, € per Nm <sup>3</sup>	0.028
Industrial water, € per m <sup>3</sup>	0.08
Cooling water, € per m <sup>3</sup>	0.014
Demi water, € per m <sup>3</sup>	0.43
Cost slag disposal € per ton	40
Cost concentrated slug disposal € per ton	200

Table 6 - Assumption list for economic evaluation

The resulting syngas is cooled through heat recovery and final trim with cooling water, sent to a gal liquid separator for the removal of condensate and routed to a PSA unit. The latter allows to produce Hydrogen at purity in order of 99.99% and a purge gas stream used as fuel in the auxiliary boiler. A different approach may be adopted

whenever a CO<sub>2</sub> capture is required. The high partial pressure of CO<sub>2</sub> in the cooled syngas fed to PSA allows a less energy intensive capture once compared to CO<sub>2</sub> capture performed on hot flue gas. Case study here analyzed will be based on a plant architecture without CO<sub>2</sub> capture.

In the proposed architecture three gasification lines are adopted with an overall capacity of about 192.000 ton/y of waste delivering around 200 MNm<sup>3</sup>/y of Hydrogen.

Heat and material balance around the proposed scheme have been performed through Aspen Plus Process simulator. Main results in terms of products and by-product production as well as utilities consumption are reported in **Table 4**.

## 2.1 Evaluation of Hydrogen Cost of Production

In order to assess the economic feasibility of the waste to hydrogen technology, an economical evaluation has been carried out based on CApital EXpenditures (CAPEX) and OPERating EXpenditures (OPEX) estimation.

The overall CAPEX has been estimated into around 242 M€. Relevant breakdown is reported in **Table 5**.

In order to evaluate OPEX and related H<sub>2</sub> cost of production, the following assumptions in terms of specific cost of utilities has been adopted (**Table 6**).

On the basis of utilities consumption derived from heat and material balance (**Table 4**), Opex has been estimated into around 28M€/y with the breakdown shown in **Figure 4**.

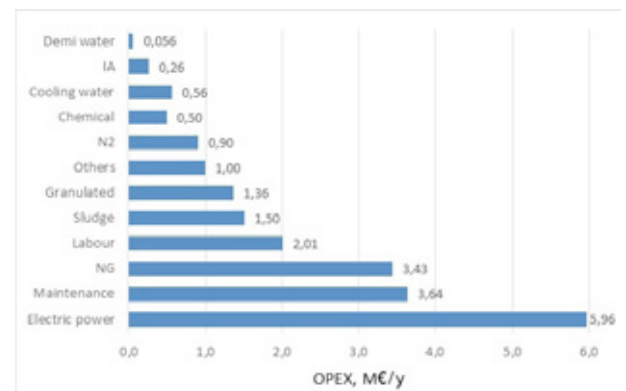


Figure 4 - OPEX Waste to Hydrogen

The resulting COP is strictly related to the waste gate fee. By varying the gate fee from 130€/ton up to 150 €/ton, the resulting hydrogen cost of production range from 0.102 up to 0.083 €/Nm<sup>3</sup>. These values are very promising and competitive with cop of production of conventional steam reforming process.

## 2.2 Estimation of CO<sub>2</sub> emission for the waste to hydrogen technology

For a better understanding of potential carbon footprint reduction of the proposed Waste to Hydrogen technology, a simplified LCA analysis has been performed.

The use of waste as feedstock for chemical synthesis allows to fulfill at the same time two different services: from one side the recovery of waste and from the other the syn-

## “ The case study here analyzed based on circular hydrogen production from waste, resulted in a feasible solution from technical, economic and environmental point of view

thesis of a chemical in this case hydrogen. It derives that such system compared with conventional routes of waste disposal represented by incinerator and chemical synthesis from fossil feedstock, allows for a better exploitation of carbon and at the end for a saving in terms of CO<sub>2</sub> emissions. The proper estimate the CO<sub>2</sub> saving of the waste to chemical approach, the following formulation has been adopted:

$$CO_2 \text{ saving} = \frac{[(CO_2 \text{ Conv.H2}) - (CO_2 \text{ Waste to H2} - CO_2 \text{ Incinerator})]}{CO_2 \text{ Conv. H2}}$$

### Emissions from conventional hydrogen production

The estimation of CO<sub>2</sub> emission for conventional hydrogen production, takes into consideration that equivalent emission for feed and fuel consumption is around 75% of the overall LCA emission [12]. An average feed & fuel consumption for conventional hydrogen plant equal to 3500 kcal/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> has been assumed. The resulting specific emission for the above-mentioned assumption is around 12.6 tonCO<sub>2</sub>/ton H<sub>2</sub>.

### Emissions from incinerator

For the incinerator it is adopted the reference value of around 2tonCO<sub>2</sub>/tonWaste. Assuming the distance from nearest incinerator equal to 1000km as experienced by many countries obliged to export waste along long distance due to unavailability of dedicated waste facilities, the overall emission is in order of 2.1 tonCO<sub>2</sub>/tonWaste equal to 22.5 ton CO<sub>2</sub>/ton H<sub>2</sub>.

To proper account for the equivalent CO<sub>2</sub> emission deriving from electric power no more produced from waste and needed to be replaced from the grid, it is assumed an electric energy efficiency of 28%. It derives that 24 t/h of waste having a calorific value of 18MJ/kg, considering also a combustion assisted with natural gas in order of 2% of energetic content of waste would produce around 34MWe. The latter needs to be replaced by electric energy from the grid.

### Emissions from waste to Hydrogen

For the waste to hydrogen plant the following contribution have been taken into account:

C1=CO<sub>2</sub> emissions derived from all carbon contained in the waste which along the process is converted into CO<sub>2</sub>. Considering the reference waste composition, this contribution is in order of 16,5 tonCO<sub>2</sub>/tonH<sub>2</sub>.

C2=CO<sub>2</sub> emissions derived from fuel consumption. This contribution considers the direct fuel consumption in the gasifier and auxiliary boiler. This contribution is in order of 1.9 ton CO<sub>2</sub>/ton H2)

C3=CO<sub>2</sub> emissions derived from fugitive emissions of natural gas used along the project calculated as 2,5% of natural gas consumption [10] with a Methane GWP equal

to 28 [11]; the resulting value is in order of 0.44 tonCO<sub>2</sub>/ton H<sub>2</sub>.

C4=Equivalent CO<sub>2</sub> emissions to replace electric energy no more produced from waste incinerator. Resulting amount of equivalent CO<sub>2</sub> is in order of 2.5 tonCO<sub>2</sub>/ton H2 on the basis of a grid electric emissions factor of 0.245 kgCO<sub>2</sub>/kWh.

C5=Indirect CO<sub>2</sub> emissions for electric energy absorbed along the process take into account also O2 production; resulting value is in order of 1.9 ton CO<sub>2</sub>/ton H2 according to a grid emission factor of 0.245 kgCO<sub>2</sub>/kWh.

C6=Equivalent CO<sub>2</sub> emissions derived from transport of Waste from production facility assuming a distance between gasifier and waste facility of around 100 km. resulting specific consumption is 0.10 ton CO<sub>2</sub>/ton H2.

Taking into account the above contributions, the overall CO<sub>2</sub> emission for the waste to hydrogen plant is in order of 23.3 ton CO<sub>2</sub>/ton H<sub>2</sub>.

The overall saving achieved by the waste to Hydrogen plant, according to a simplified LCA analysis, is in order of 90% corresponding to around 202.000 tCO<sub>2</sub>/anno.

## Conclusions

Waste like RDF, Municipal Solid Waste and waste plastics, once properly converted into syngas, may be used as feedstock for the synthesis of wide range of chemicals. This approach fulfills the hierarchy of waste management being addressed to waste which is no more recyclable and normally routed to incinerator or landfill. The key step allowing a reasonable use of waste as alternative feedstock, is the primary conversion step based on a high temperature gasification carried out under pure oxygen environment and with a temperature profile assuring certain characteristics for produced syngas.

The case study here analyzed based on circular hydrogen production from waste, resulted in a feasible solution from technical, economic and environmental point of view. Competitive cost of production may be achieved under gate fee in order of 130-150€/ton, which is the average cost for the disposal of such fractions of waste in Italy.

The simplified LCA analysis performed around the waste to hydrogen scheme, performs high CO<sub>2</sub> saving once compared with conventional steam reforming process. The waste to chemicals approach allows to perform at the same time two services, not only the synthesis of a chemical but also the recovery of waste. Under this scenario in the LCA analysis waste enters with a credit of CO<sub>2</sub> emission related to the avoided conventional disposal system based on incinerator.

Under this scenario the waste to Hydrogen scheme here analyzed accounts for a saving of CO<sub>2</sub> emission in order of 90%. This means a potential reduction of emissions of around 202.000 tCO<sub>2</sub>/y.

## Acknowledgments

*We kindly acknowledge Maire Tecnimont Group and its subsidiary NextChem for the support to the research and development in the field of Waste to Chemical area. MyRechemical is NextChem's subsidiary for the Waste to Chemical technology solutions, which are developed under a proprietary technological platform. The Circular Hydrogen Trade Mark is under registration by NextChem.*

### References

[1] Directive (EU) 2018/851 of the European parliament and of the council of 30 May 2018. Amending directive 2008/98/EC on waste. L 150/109. Official Journal of the European Union. 14.6.2018. Available at <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L0851&from=EN>

[2] Qu, S., Guo, Y., Ma, Z., Chen, W-Q., Liu, J., Liu, G., Wang, Y., Xu, M., (2019), Implications of China's foreign waste ban on the global circular economy. Short communication. Resources, Conservation & Recycling 144, 252-255

[3] World Data Bank. What a waste. [Internet]. Available from: [https://datatopics.worldbank.org/what-a-waste/trends\\_in\\_solid\\_waste\\_management.html](https://datatopics.worldbank.org/what-a-waste/trends_in_solid_waste_management.html) [Accessed: 2021-01-27]

[4] G. Iaquaniello, G. Centi, A. Salladini, E. Palo, S. Perathoner, Waste to Chemicals for a Circular Economy. Chemistry A European Journal. DOI:10.1002/chem.201802903

[5] Iaquaniello G., L. Spadacini, A. Salladini, E. Antonetti (2018), Method and equipment to produce a syngas from wastes, preferably industrial or municipal wastes and their deliverables. WO 2018/066013 A1.

[6] Salladini, A., Borgogna, A., Spadacini, L., Pitrelli, A., Annesini, M. and Iaquaniello, G., 2018. Methanol production from Refuse Derived

Fuel: A preliminary analysis on the influence of the RDF composition on process yield. Available at: [http://uest.ntua.gr/athens2017/proceedings/pdfs/Athens2017\\_Salladini\\_Borgogna\\_Spadacini\\_Pitrelli\\_Annesini\\_Iaquaniello.pdf](http://uest.ntua.gr/athens2017/proceedings/pdfs/Athens2017_Salladini_Borgogna_Spadacini_Pitrelli_Annesini_Iaquaniello.pdf).

[13] E. Antonetti, G. Iaquaniello, A. Salladini. A carbon neutral process and relating apparatus to produce urea from municipal or industrial wastes with zero emissions. WO 2017/134691.

[7] G. Iaquaniello, A. Salladini, E. Antonetti. A process and relating apparatus to make pure hydrogen from syngas originated from wastes gasification. In corso di replica alle osservazioni. WO 2018/078661.

[8] G. Iaquaniello, A. Salladini. A process and relating apparatus to make pure bio-methanol from a syngas originated from wastes gasification. WO 2018/134853.

[10] R. W. Howarth, Methane emissions and climatic warming risk from hydraulic fracturing and shale gas development: implications for policy, Energy and Emission Control technologies, 2015.

[11] Green House Gas Protocol. Global Warming Potential Values. Available at [file:///H:/Articolo%20Ad-Blue/Bibliografia/Febraio%202019/Global-Warming-Potential-Values%20\(Feb%2016%202016\)\\_1.pdf](file:///H:/Articolo%20Ad-Blue/Bibliografia/Febraio%202019/Global-Warming-Potential-Values%20(Feb%2016%202016)_1.pdf). Accessed February 2019.

[12] P. L. Spath, M. K. Mann, Life cycle assessment of hydrogen production via natural gas steam reforming, 2001, NREL/TP-570-27637



## Giacomo Rispoli

Giacomo Rispoli joined NextChem SpA from the Eni Group in 2020 as a senior executive, and was recently appointed CEO of MyRechemical, which was formed to focus on waste-to-chemicals technology. His long career at Eni he covered many positions such as Refineries Manager, Director of R&D and Director of Supply and Licensing. Mr. Rispoli holds a degree in chemical engineering from the University of Rome.



## Annarita Salladini

Annarita Salladini joined Maire Tecnimont subsidiary Processi Innovativi in 2009 and has been involved in R&D projects, feasibility studies and process design packages in the areas of process intensification in hydrogen production, concentrated solar power technology, waste valorization for chemicals and fuels production. She leads a process team at MyRechemical, a NextChem company devoted to the development of waste-to-chemicals applications. She has also coauthored several scientific papers, book chapters and patent applications. Ms. Salladini graduated in chemical engineering in 2004 and received her PhD in chemical and biotechnology innovative processes in 2009 from the University of L'Aquila in Italy.



## Alessia Borgogna

Alessia Borgogna is a Junior Process Engineer at MyRechemical. Previously, she occupied the same position at NextChem, having joined the company in 2019 after earning her PhD in chemical and environmental engineering. During her PhD studies, she was a visiting student at Karlsruhe Institute of Technology (KIT). Prior to her PhD, she earned an MS degree in chemical engineering in 2016 and a BS degree in chemical engineering in 2014, both from the University of Rome.



## Gaetano Iaquaniello

Gaetano Iaquaniello is Vice Chairman of NextChem. From 2011, he has also served as Vice President of Corporate Technology for the Maire Tecnimont Innovation Center in the Netherlands, and as CEO of Processi Innovativi Srl. Previously, he worked at KT SpA in a variety of roles. Mr. Iaquaniello is a member of the American Chemical Society and the Vice President of the Italian Society of Chemical Engineers (AIDIC). He has published more than 70 technical papers and is the author of several patents. Mr. Iaquaniello holds a PhD from the U.E.R. des Sciences-Université de Limoges, a graduate degree in chemical engineering from the University of Rome, and an MSc degree in management from the University of London.

## L'idrogeno circolare dalla gassificazione dei rifiuti

Il concetto di sostenibilità è spesso associato a quello di valorizzazione dei rifiuti. La gestione dei rifiuti solidi urbani e plastici non riciclabili è la sfida principale che la maggior parte dei Paesi prova ad affrontare oggi. La conversione dei rifiuti in prodotti chimici può risolvere contemporaneamente il problema dello smaltimento dei rifiuti e della sostituzione dei *feedstock* di origine fossile. Nel processo di conversione chimica "Waste-to-chemical" (gassificazione) il rifiuto è valorizzato, in quanto vengono catturati il carbonio e l'idrogeno in esso contenuti. L'approccio "Waste-to-chemical" è vantaggioso anche dal punto di vista economico, oltre che ambientale.



SA-MO  
ARZIGNANO TV  
TEL. 0444-672982

**i Focus**

**Energia ed Oil & Gas**

**ANIMP**



# *i* Focus

## Energia ed Oil & Gas

**ENEXIO** 

ENEXIO ITALY  
BOSCO ITALIA  
BURCKHARDT  
INDRA  
LRQA

R.STAHL  
REPCO  
VOITH  
WIKA

# ENEXIO ITALY

## Scrubber verticale a torre

Nel rispetto della sostenibilità ambientale e per la maggiore efficienza degli impianti, ENEXIO Italy propone scrubber verticali a torre, tecnologia ormai consolidata in tutto il mondo per elevate prestazioni e affidabilità in termini di mantenimento nel tempo dei valori di processo.



I materiali utilizzati per la realizzazione possono essere scelti tra i più evoluti a livello industriale e, grazie all'impiego di tecniche di realizzazione innovative e i numerosi controlli di qualità in ottemperanza alla norma ISO 9001:2015, già a partire dalla fase di ricezione del materiale permettono una completa personalizzazione, in termini geometrici e prestazionali, garantendo una notevole durabilità nel tempo minimizzando i costi di manutenzione.



La peculiarità dei sistemi ENEXIO Italy risiede nell'utilizzo di riempimenti strutturati, che sono migliorativi rispetto a quelli utilizzati dalla maggior

parte dei competitors per le seguenti caratteristiche:

- Minore perdita di carico (quindi minori consumi elettrici);
- Elevata superficie attiva (maggiore efficienza nel trasferimento di massa);
- Ridotta possibilità di intasamento (minori manutenzioni/sostituzioni);
- Stabilità meccanica estremamente elevata (durabilità negli anni);
- Minor probabilità di contaminazione (materiali chimicamente stabili).

I riempimenti strutturati sono consigliati soprattutto

per i processi di scambio termico, come il raffreddamento delle acque di processo, reazioni chimiche come neutralizzazione di acidi/basi, processi fisici come assorbimento, lavaggio o strippaggio di flussi gassosi.

ENEXIO Italy ha per esempio recentemente realizzato una soluzione di degassificazione per un impianto di produzione di fertilizzanti in Bangladesh, composta da tre colonne di strippaggio di anidride carbonica con i relativi accessori per ventilazione, distribuzione e accumulo dell'acqua, evacuazione dell'aria, separazione delle gocce trascinate, ancoraggio e collegamenti al resto dell'impianto. Le attività di ENEXIO Italy hanno incluso anche l'assemblaggio di controllo in officina prima della spedizione e il running test dell'assieme motore-ventilatore con registrazione delle performance, delle vibrazioni e del rumore nel rispetto delle garanzie di progetto. Le colonne sono poste a valle degli scambiatori cationici utilizzati per la produzione di acqua demineralizzata e permettono una rimozione superiore al 90% con meno della metà dell'assorbimento elettrico necessario con riempimenti alla rinfusa. La vita attesa dei riempimenti strutturati è maggiore fra due e tre volte rispetto a quelli alla rinfusa.

Grazie ai software di calcolo proprietari, all'esperienza maturata nel tempo e alla collaborazione con partner affidabili, ENEXIO Italy è in grado di proporre scrubber significativamente più compatti e che operano con efficienze energetiche superiori rispetto ad altre tecnologie. Anche gli impianti esistenti possono essere ammodernati grazie all'utilizzo dei riempimenti strutturati di ENEXIO Italy, consentendo minori assorbimenti elettrici, con conseguente risparmio energetico ed ammortamento dei costi in breve tempo.

ENEXIO Italy si vanta di poter offrire anche un servizio personalizzato di consulenza tecnica e ingegneria: i tecnici ENEXIO Italy sono in grado di fornirvi tutta l'assistenza necessaria, a partire dalla scelta della tipologia di materiale e del tipo di riempimento più adeguato alla configurazione prevista.

[www.enxio-service.com/it](http://www.enxio-service.com/it)

# BOSCO ITALIA

## Silenziatori industriali per ogni tipo di necessità



Pietro Calfa,  
Direttore Commerciale  
Bosco Italia Spa.  
Tecnico competente  
in acustica ambientale  
riconosciuto dalla Regione  
Piemonte.  
Membro del comitato  
direttivo sezione ANIMP-  
CONSTRUCTION

Bosco Italia Spa, azienda leader nella progettazione, costruzione e installazione di dispositivi per la riduzione del rumore in ambiente di lavoro, ha ideato e progettato per la propria clientela una serie di dispositivi per attenuare la rumorosità trasmessa per via aerea da sorgenti di rumore di origine aerodinamica.

Tali sorgenti si possono trovare in molti ambienti di lavoro, per questo motivo i silenziatori hanno svariati e differenti utilizzi nell'insonorizzazione industriale.

I silenziatori industriali, in sintesi, sono nati dalla sempre più frequente necessità di abbattere i livelli di rumorosità pericolosi, e attenuare quelli fastidiosi, sia negli ambienti di lavoro sia negli ambienti esterni.

### Principali campi di applicazione

Ecco qualche esempio dei principali campi di applicazione dei silenziatori industriali:

- Centrali termoelettriche e nucleari, impianti chimici e petrolchimici, impianti siderurgici, che scaricano nell'aria grandi quantità di vapore d'acqua, d'aria e di gas, a temperature e pressioni sovente molto elevate.

- Attività produttive che impiegano motori a combustione interna, alimentati a benzina, gasolio o gas, i quali aspirano aria e scaricano i gas prodotti dalla combustione, producendo rumore tanto più intenso quanto più sono potenti e di grandi dimensioni.

- Gli impianti di ventilazione e climatizzazione degli ambienti che, oltre a trasportare aria, veicolano il rumore piuttosto fastidioso delle macchine che compongono gli impianti stessi.

### Progettazione

Bosco Italia SpA progetta e produce silenziatori industriali in serie e/o custom.

La progettazione si basa su una modellazione a elementi finiti che, in funzione delle portate volumetriche, perdite di carico concesse dal sistema,

e attenuazione acustica richiesta, restituisce il modello di silenziatore più idoneo a soddisfare i dati di progetto.

Di seguito rappresentiamo uno schema di progetto tipico.



Sotto il profilo produttivo la tipologia dei silenziatori trova diversi campi di impiego.

**A) Silenziatori atti a dissipare rumori generati da gas ad alta pressione**, che scaricano nell'atmosfera sfiati dei generatori di vapore (valvole di sicurezza, valvole di avviamento), sfiati dei compressori d'aria centrifughi (valvole blow-off). Per la tipologia di flusso da cui vengono attraversati, tali silenziatori sono realizzati in acciaio inox AISI 304, corredati da flange, giunti di dilatazione, supporti smorzanti e condotti di eliminazione di condensa.

Al fine di potere dimensionare correttamente tali silenziatori i dati da raccogliere sono i seguenti:

**B) Silenziatori atti a dissipare rumori generati da turbolenza dovuta a gas di scarico motori** endotermici (cogeneratori, motori endotermici in genere).





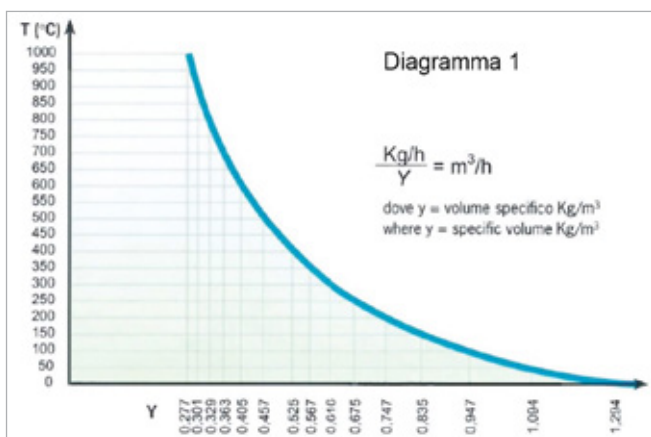
Tali silenzianti sono realizzati da una prima parte reattiva ed una seconda parte dissipativa, costruiti normalmente in acciaio al carbonio o corten.

L'esterno del silenziatore normalmente viene coibentato termicamente o corredato da verniciatura idonea alle alte temperature. Al fine di potere dimensionare correttamente il profilo aeraulico i silenziatori occor-

rerà conoscere i seguenti dati:

#### SCELTA DEL MODELLO

Data la portata in peso (kg/h) e la temperatura del gas T(°C), attraverso il diagramma n.1 si ricava la portata volumetrica (mc/h). successivamente, con l'ausilio del diagramma n.2, alla confluenza tra le ascisse (portata) e le ordinate (perdita di carico in mm. C.D.A) si sceglie il modello più idoneo.



**C) Silenzianti atti a dissipare rumori con componenti spettrali a medio ed alte frequenza** che si propagano attraverso circuiti aeraulici di ventilazione naturale dei locali tecnici, aspirazione ed espulsione aria forzata.

Il sistema di silenziamento potrà avvenire attraverso l'installazione di:

1) Silenzianti a setti dissipativi, costituiti da un involucro esterno in acciaio zincato dove all'interno



vengono inseriti dei setti fonoassorbenti disposti parallelamente al flusso.

I setti fonoassorbenti sono realizzati in acciaio zincato forato con un particolare profilo aerodinamico in grado di ridurre al minimo le perdite di carico del sistema.

2) Griglie afoniche di ripresa

#### Descrizione

**Griglie afoniche** di ripresa/espulsione aria, aventi la funzione di consentire il ricambio naturale dell'aria di locali produttivi/macchine, limitando contestualmente la propagazione all'esterno del fabbricato dei rumori generati all'interno.

Costruite in acciaio zincato con alette fonoassorbenti e anti-pioggia. Sono frequentemente utilizzate per il silenziamento delle unità di trattamento dell'aria delle torri evaporative, di locali caldaie, locali trasformatori elettrici e generalmente in tutte le applicazioni che richiedono

ricambio naturale di aria per convezione termica ed attenuazione acustica.

#### Caratteristiche

- Cassa costruita in lamiera d'acciaio zincato.
- Alette in lamiera avente 6 diametri di foratura differenziata al fine di aumentare il range di frequenza assorbite.
- Il materiale fonoassorbente è costituito da lana di roccia bakelizzata ad alta densità in Classe "0" (non combustibile) di reazione al fuoco (DM 26/06/1984).
- Flangia perimetrale da 50 mm., in acciaio zincato rete maglia anti volatile zincata e a richiesta AISI 304.
- Peso griglia sp.280 mm.= 60 Kg./Mq.
- Peso griglia sp.560 mm.= 110 Kg./Mq.



I principali dati da acquisire per la corretta progettazione aerodinamica del sistema sono:

- Portata d'aria in m<sup>3</sup>/h, disponibilità di prevalenza del sistema espressa in mm H<sub>2</sub>O velocità di transito dell'aria (possibilmente inferiore a 3 mt./sec. in maniera da evitare rumorosità di rigenerazione dovuta a turbolenza dell'aria).

Sotto il profilo dell'attenuazione acustica, tutti i silenziatori Bosco Italia Spa possono attenuare sia il livello di pressione sonora generato dalla sorgente con attenuazioni anche oltre i 50-60 dB(A), che smorzare i componenti tonali, toni puri, o picchi di frequenza inserendo nel silenziatore dei risonatori di Helmoz, opportunamente tarati sulla frequenza e tono acustico da smorzare.

[www.boscoitalia.it](http://www.boscoitalia.it)



# BURCKHARDT

## Compressore a idrogeno oil-free per una pressione di scarico di 550 bar



L'idrogeno ha registrato una forte crescita ormai da diversi anni e la sua compressione gioca un ruolo strategico in questo senso, in particolare nel trasporto e nello stoccaggio dell'idrogeno. Per andare incontro alle nuove richieste del mercato, Burckhardt Compression ha sviluppato una soluzione di compressore a idrogeno oil-free per una pressione di scarico di 550 bar e portata di massa elevata.

Le grandi soluzioni di compressori a pistoni ad alta pressione sono progettate specificamente per il rifornimento di idrogeno di autotreni e stazioni di servizio. Sono progettati per portate di massa superiori a 150 kg/h, contribuendo a ridurre il numero richiesto di compressori utilizzati per il rifornimento di autotreni a idrogeno o per la stazione di rifornimento.

Il compressore a idrogeno ad alta pressione è stato sviluppato e testato con successo presso l'impianto di prova interno di Burckhardt Compression in Svizzera. Durante questi test, i com-

ponenti critici, le guarnizioni e le guarnizioni del pistone ad alta pressione oil-free, hanno dimostrato le loro prestazioni meccaniche e di tenuta a una pressione di scarico di 550 bar. È stata selezionata la configurazione ottimizzata e sono in corso i test di durata per dimostrare i tassi di usura competitivi.

Con questa pietra miliare nello sviluppo della tecnologia di tenuta dei compressori a pistoni ad alta pressione oil-free, Burckhardt Compression sarà in grado di supportare l'economia dell'idrogeno per aumentare i volumi nelle stazioni di rifornimento e rifornimento di rimorchi a idrogeno nel modo più efficiente in termini di costi rispetto all'impianto tutta la vita.

[www.burckhardtcompression.com](http://www.burckhardtcompression.com)

# HIGHEST GAS PURITY AND LOW ENERGY CONSUMPTION

 HYDROGEN  
ENERGY  
STORAGE

**Diaphragm  
Compressor inside**



**Process Gas  
Compressor inside**



Burckhardt Compression offers a complete portfolio of compressor solutions for hydrogen fuel stations and power-to-x applications. Our oil-free diaphragm (900 bar) and piston compressors (450 bar) stand for the highest gas purity at high pressures with low energy consumption and reduced maintenance costs. In addition, Burckhardt Compression has a global network of local service centers that enables us to offer local support with a quick response rate.

**Learn more:** [burckhardtcompression.com/hydrogen](https://burckhardtcompression.com/hydrogen)

Compressors for a Lifetime™

 **Burckhardt  
Compression**

# INDRA

## Da 35 anni produttori di valvole “su misura”



Fondata nel 1987, Indra srl celebra quest'anno i suoi 35 anni di attività, riconoscendosi oggi come un'azienda all'avanguardia nella progettazione e realizzazione di valvole a sfera e spillo in varie configurazioni e diametri, da versioni double block & bleed integrali e split body a manifold per strumentazione, costruite secondo i più elevati standard qualitativi di sicurezza ed efficienza.

Caratteristiche dell'azienda sono l'anima "made in Italy" e l'approccio "Tailor made", qualità che rappresentano il marchio di fabbrica.

### I requisiti di qualità

A garantire gli elevati standard qualitativi dei prodotti Indra concorrono la scelta della materia prima, che è prevalentemente di origine italiana ed europea, l'attività di monitoraggio del prodotto in tutti i suoi passaggi, e l'ampia gamma di test realizzati in casa, assicurando un prodotto tracciato in tutte le sue fasi di sviluppo.

La materia prima viene attentamente selezionata, trattandosi di un requisito fondamentale e determinante per la scelta finale da parte della clientela. L'esperienza nel comprendere i "tipici" delle installazioni, le scelte di innovazione e la massima versatilità, consentono a Indra di elaborare delle soluzioni personalizzate, secondo le specifiche esigenze della clientela.

La capacità di accogliere, analizzare e realizzare anche le richieste più complesse, rendono la produzione Indra "Tailor made", qualità che ha permesso all'azienda di farsi apprezzare e riconoscere negli anni tra la più vasta clientela.

Tutti i prodotti vengono realizzati nei materiali più ricorrenti, con disponibilità di materiali "esotici" per applicazioni critiche.

### Le aree di applicazione

Le soluzioni sviluppate da Indra sono utilizzate principalmente nel settore oil & gas, petrolchimico, piattaforme off-shore, LNG e nel settore energetico come componenti in impianti e macchinari ad altis-

simo valore e contenuto tecnologico.

### Le certificazioni

Indra è certificata ISO 9001, 14001 e 45001, prova di un'azienda che lavora secondo obiettivi di crescita e in continuo miglioramento, e in grado di soddisfare requisiti tecnici e prestazionali esigenti.



### Modular Manifold SIL4 per sistemi HIPPS

Un prodotto adatto a garantire elevati standard di sicurezza, efficienza e qualità nei sistemi HIPPS è il "Modular Manifold SIL4", progettato specificatamente per le applicazioni di controllo strumentali.

Il "Modular Manifold SIL4" garantisce permanentemente la continuità di informazione tra il processo e i sensori di pressione.

Peculiarità:

- obbligatorietà di una serie di operazioni sequenziali, mai sovrapponibili;
- riduzione dei costi;
- protezione della linea da sovrappressioni;
- riduzione di emissioni inquinanti dovute a linee ad alta pressione.

### Valvola "DBB Twin pattern"

La "DBB Twin pattern" valvola viene realizzata da monoblocco in vari materiali. Le dimensioni estremamente compatte agevolano il montaggio in abbinamento alla strumentazione di controllo delle variabili di processo, anche in spazi ridotti.

Peculiarità:

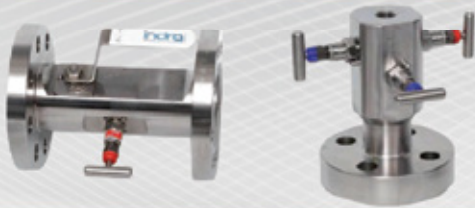
- compattezza delle installazioni;
- riduzione dei costi;
- monitoraggio continuo della pressione di processo;
- scelta dei materiali;
- diametro e rating della flangia di ingresso da 1/2" a 6" - #150 / #2500;
- versioni speciali Api 10000.



**Ball & DBB Split body Floating, Trunnion & Actuated Valves**



**Integral one piece Floating Ball & DBB Valves**



**Sampling & Injection DBB Valves**



**Instrumentation Valves & Manifolds**



**Monoflanges Valves  
Slim line SB - SBB - DB - DBB**



**Customized configuration**



**Application**



**Oil & Gas**



**Petrochemical**



**Off-Shore  
Platforms**



**LNG**



**Hydrogen**



**Energy**



**Headquarters**

**4000 sqm**  
of which 3000 sqm  
of production area

**Standard and special materials**

- SS 316/316L Nace
- Duplex F51
- SuperDuplex F53/F55
- A105
- LF2
- Monel
- Alloy 625/825
- Hastelloy C276
- Titanium
- 6MO
- Others on demand

Engineering

Manufacturing

3D Checking

NDT Testing

Bunker " High Pressure Test"

100% Pressure Testing



# LRQA

## Con ELEVATE per soddisfare la domanda globale in crescita di soluzioni ESG



LRQA ed ELEVATE hanno unito le forze per soddisfare l'esigenza, in rapida crescita, di trasparenza per gli standard ambientali, sociali e di governance. LRQA, fornitore leader mondiale di servizi di assurance digitali, tra cui valutazioni della conformità ambientale, ha acquisito ELEVATE, leader del settore ESG e servizi per la supply chain, al fine di creare un'offerta in grado di sostenere i clienti che devono muoversi in un panorama di rischio in costante cambiamento.

Si prevede che questa combinazione sarà reciprocamente vantaggiosa per LRQA ed ELEVATE. Combinando portafogli di prodotti complementari e presenza geografica; il gruppo si troverà in una posizione ancora migliore per servire le esigenze dei clienti.

In qualità di innovatori nei rispettivi segmenti di mercato, LRQA ed ELEVATE offriranno, insieme, un'ampia gamma di servizi, soluzioni di analisi e migliori prassi per un'assurance sostenibile della supply chain. Grazie alle competenze approfondite del mercato locale, questa combinazione offrirà brand assurance ed ESG, cybersicurezza, servizi di ispezione e formazione in un'ampia gamma di settori; al dettaglio, dell'elettronica, energetico, manifatturiero, dei servizi alimentari e dell'abbigliamento. Nel corso degli ultimi sei anni, i team di ELEVATE hanno progettato e implementato un ventaglio di servizi ESG end-to-end costruito sulle robuste fondamenta di valutazioni sul campo, consulenze, program management e servizi analitici. Questo ventaglio di servizi rappresenta l'evoluzione da un paradigma di verifica generalizzato, ad uno progettato per riflettere le esigenze uniche del profilo di rischio e della struttura di sourcing di ogni cliente.

LRQA, che è diventata un'azienda completamente indipendente di proprietà di Goldman Sachs Asset Management dal dicembre 2021, è concentrata sul miglioramento del proprio portafoglio di settori chiave, sull'aumento

della domanda di servizi di assurance, ispezione e cybersicurezza nei propri mercati.

Paul Butcher, Chief Executive di LRQA, ha affermato: "Il panorama di rischio sta cambiando molto rapidamente e i nostri clienti hanno bisogno di un partner in grado di aiutarli ad adattarsi, soprattutto nell'ESG. Questo accordo è un segnale importantissimo della nostra determinazione nel soddisfare tale esigenza. Riuniamo due aziende estremamente di successo per creare qualcosa di molto speciale nel campo ESG, basato su competenze reali, operante su scala globale e locale. Le aziende sono costrette a ripensare rapidamente al loro approccio ESG e ritengo che questo accordo trasformerà il modo in cui possiamo aiutare i nostri clienti a reagire."

Ian Spaulding, che ha guidato la crescita di successo di ELEVATE sin dalla sua istituzione nel 2013 e farà parte dell'esecutivo di LRQA, ha aggiunto: "La collaborazione con LRQA sostiene la nostra visione basata sul ruolo essenziale dell'ESG nelle supply chain. Estende il nostro portafoglio di servizi, collega le nostre soluzioni di livello internazionale nel dominio "S", ovvero sociale, alla competenza "E", ovvero ambientali, e amplia la nostra portata globale e copertura di settore."

Il team di Goldman Sachs Asset Management, guidato da Michael Bruun, Jose Barreto e Mihir Lal, ha commentato: "Siamo entusiasti della combinazione tra LRQA ed ELEVATE, due aziende altamente complementari con reputazioni di leader nel mercato dell'assurance per qualità di servizio, dedizione al cliente e leadership di pensiero. L'acquisizione di ELEVATE amplia la vasta gamma di servizi ESG, digitali e di quality assurance della supply chain di LRQA, consentendole di supportare meglio i clienti nella gestione dei loro percorsi di crescita sostenibile in un ambiente di rischio mutevole. Siamo lieti di accogliere il team di ELEVATE, guidato da Ian Spaulding, nella famiglia LRQA e siamo entusiasti del ruolo importante che svolgerà ELEVATE nell'accelerare la traiettoria di crescita di LRQA nel sempre più importante settore di assurance ESG."

Si prevede che la transizione si completerà nel 2022, a seguito delle approvazioni normative.

[www.lrqacom/it-it/](http://www.lrqacom/it-it/)

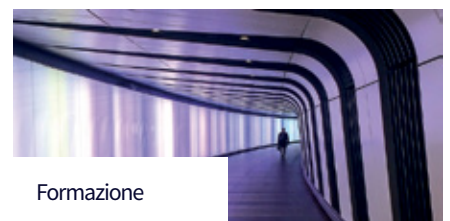
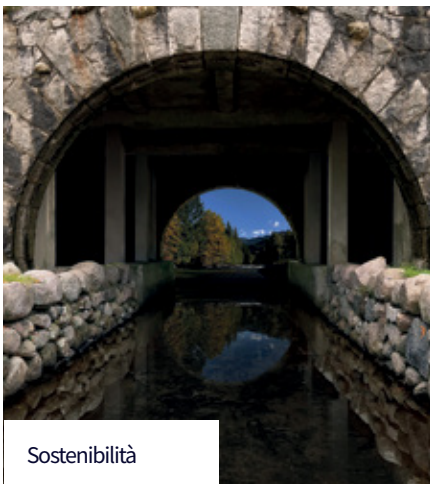


## LRQA è leader nella gestione del rischio

### Perchè scegliere LRQA?

Siamo qui per aiutarvi ad affrontare un mondo in rapido cambiamento, lavorando con voi per gestire e mitigare i rischi che dovete fronteggiare.

Dalla conformità alla trasformazione della catena di fornitura basata sui dati, il nostro lavoro è aiutarvi a plasmare il futuro, piuttosto che lasciare che sia quest'ultimo a plasmare voi.



**Scoprite di più**

LRQA  
Viale Monza 265 +39 02 38 591 810  
20126 Milano, Italia [lrqa.com/it-it](http://lrqa.com/it-it)

# R.STAHL

## Connettori a innesto antideflagranti per il collegamento rapido e sicuro

Nelle aree a rischio di esplosione il collegamento e lo scollegamento sicuri dei componenti elettrici ed elettronici, che richiedono manutenzione o pulizia frequenti, sono di difficile attuazione oppure vengono utilizzati in luoghi diversi, richiedono spesso tempi lunghi di esecuzione. Per ridurre al minimo i costosi tempi di fermo durante l'installazione, la manutenzione o riparazione o la sostituzione dei componenti, R. STAHL ha introdotto nuovi connettori a innesto per il collegamento rapido con modo di protezione "Ex e" ed "Ex d". Con i connettori e i giunti "Hot Swap" compatibili della serie "miniCON", i pannelli di controllo, gli apparati elettrici, le macchine mobili, gli azionamenti e i sistemi di telecamere ed "HMI" possono essere alimentati in maniera rapida e sicura fino nelle zone 1 e 21, nonché collegati in rete con tutti i comuni sistemi di bus di campo come "Profinet" per lo scambio dei dati.

Il nuovo sistema "miniCON" di R. STAHL offre ai produttori e integratori di gruppi costruttivi elettronici, nonché agli operatori degli impianti, notevoli possibilità di risparmio: dalla pianificazione all'installazione, comprese la manutenzione e la riparazione. L'universalità del prodotto garantisce uno stoccaggio particolarmente efficiente e semplifica

la gestione degli approvvigionamenti. Tutte le connessioni elettriche possono essere pianificate e realizzate con un unico sistema di connettori a innesto. I diversi gruppi costruttivi elettrici possono essere interamente progettati con la necessaria idoneità alla protezione antideflagrante in sede di realizzazione in fabbrica, così da mettere a disposizione degli operatori degli impianti soluzioni complete, certificate e pronte per il collegamento, mettendole in funzione con notevole facilità. In questo modo, l'installazione dura meno di un minuto.

### Collegamento rapido con idoneità Hot Swap

La connessione "miniCON" plug & play compatibile con bloccaggio a scatto brevettato, permette anche a una sola persona senza competenze elettrotecniche di collegare componenti elettrici nelle aree a rischio di esplosione, e di scollegarli in sicurezza per interventi di manutenzione anche se sotto tensione. La facilità di impiego permette inoltre anche l'uso con una sola mano con guanti da lavoro. L'idoneità "Hot Swap" con una capacità di disconnessione di 500 V AC/16 A riduce notevolmente i tempi di fermo durante la manutenzione e la sostituzione degli apparecchi. Poiché non sono richiesti lunghi lavori di cablaggio sul posto, il sistema è ideale anche per il collegamento di apparecchi in luoghi di utilizzo di difficile accesso o in condizioni complesse. I collegamenti "miniCON", costituendo una soluzione flessibile, sono indicati anche per l'alimentazione di apparecchi mobili antideflagranti, per esempio pompe, bilance, carrelli elevatori, strumenti di misura o lampade di controllo.

### Soluzione modulare variabile per diverse gamme di tensione

Grazie al design robusto e di lunga durata i connettori a innesto "miniCON" sono la scelta perfetta ovunque, persino negli ambienti industriali più difficili e nelle condizioni climatiche estreme. Con un grado di protezione IP66/IP68 e un range di temperatura ammissibile da -60 °C a +75 °C, possono essere usati trasversalmente in ogni settore:

I robusti connettori a innesto con modo di protezione Ex e ed Ex d possono essere facilmente collegati e scollegati sotto tensione anche con i guanti da lavoro







dall'industria alimentare a quella farmaceutica, fino alla chimica di precisione. In più resistono affidabilmente anche nelle condizioni più critiche del trasporto di petrolio e gas in qualsiasi zona climatica. I giunti e le spine a 8 poli sono progettati per sezioni di cavo da 0,25 mm<sup>2</sup> a 2,5 mm<sup>2</sup> e compatibili con tutti i comuni pressacavi, nonché con i pressacavi M 20/M 25. Il montaggio dei conduttori sugli spinotti e sui manicotti si effettua

mediante crimpaggio o saldatura. Il sistema modulare, in più, copre diverse gamme di tensione: da 24 V/0 - 4 mA per la trasmissione dei segnali fino all'alimentazione trifase con max 500 VAC/16 A e un contatto ausiliario, nonché un collegamento bus di campo e "Profinet". I connettori a innesto disponibili nella versione in plastica o acciaio inox sono muniti delle certificazioni ATEX e IECEx per le zone 1 e 21, dell'omologazione russa EAC, nonché dell'omologazione cULus per la variante metallica ai fini dell'esercizio nella classe I, div. 2 in Canada e negli Stati Uniti. Tra gli accessori figurano, oltre a di-

versi adattatori, anche pressacavi con modo di protezione "Ex e" ed "Ex d", nonché uno stringi cavo interno.

#### Connessione a prova di errore nella configurazione specifica per il cliente

La struttura modulare del sistema, costituito da un massimo di otto poli, offre numerose opzioni per una configurazione personalizzata. Un posizionatore

consente di orientare i componenti degli apparecchi in 24 posizioni diverse con passi di 15°. Per l'adattamento ai diversi livelli di tensione è possibile scegliere tra tre diverse varianti di codifica, in modo da garantire che siano collegabili a innesto solo gli accoppiamenti corretti. Il tipo di codifica del giunto e del connettore a innesto è affidato a un dischetto di codifica accluso e può essere modificato in qualsiasi momento dall'utilizzatore. All'occorrenza il connettore e il giunto possono essere montati invertiti (revers gender), cambiandone le funzioni, per ridurre la profondità di montaggio. Nelle versioni metalliche la terra di protezione può essere integrata con facilità mediante un anello di contatto in PE. La connessione a individuazione automatica con speciale meccanismo di rotazione del dado di raccordo permette di realizzare un collegamento

elettrico e meccanico sicuro. Un freno a trazione impedisce il verificarsi di pericolosi archi voltaici e di fenomeni di usura, per esempio la bruciatura dei contatti, ottenendo una disconnessione semplice, rapida e sicura. Il meccanismo di bloccaggio, attraverso un'indicazione on/off, mostra se la connessione a innesto è chiusa o no. I cappucci di protezione impermeabili proteggono contro la sporcizia e l'umidità in caso di non utilizzo.

#### Collegabili ai sistemi digitali e ai moderni sistemi di manutenzione preventiva o predittiva

Per la trasmissione di segnali e dati nelle aree a rischio di esplosione i connettori a innesto "miniCON" rappresentano una soluzione ottimale proiettata al futuro, supportando anche l'implementazione di sistemi di manutenzione preventivi o predittivi. Gli apparecchi dotati di sensori intelligenti e collegati tramite "miniCON" ai sistemi bus di campo digitali o a "Profinet" possono inoltrare in qualsiasi momento i loro dati di stato e di valori di processo al sistema di controllo (PLC o DCS). In questo modo, grazie al riconoscimento precoce della necessità di manutenzione, si evitano tempi morti e si garantisce una disponibilità ottimale degli impianti. Il sistema di collegamento rapido accelera la sostituzione sicura degli apparecchi nelle aree a rischio di esplosione, evita costosi tempi di fermo impianto e mancate produzioni durante i lavori di riparazione e manutenzione sotto tensione e garantisce quindi il mantenimento delle prestazioni ottimali dell'impianto.

#### Conclusione

Con la sua serie "miniCON" a struttura modulare, R. STAHL offre numerose opzioni per il collegamento in-line protetto e puntuale dei componenti elettrici ed elettronici nelle aree a rischio di esplosione. Il nuovo sistema di connettori a innesto copre con un numero limitato di varianti un'ampia gamma di applicazioni per l'alimentazione elettrica e il collegamento con i moderni bus di campo. Il sistema, inoltre, accorcia notevolmente le attività di installazione, manutenzione e riparazione, riducendo lo sforzo personale e permette il collegamento e lo scollegamento rapido dei componenti elettrici anche in condizioni di carico senza bisogno di una specifica autorizzazione per i lavori a caldo. I diversi meccanismi di sicurezza garantiscono una connessione meccanica ed elettrica sicura. Grazie al design robusto e resistente alle temperature estreme, i connettori a innesto "miniCON" con protezione antideflagrante resistono anche agli ambienti industriali più duri e sono indicati per l'uso in tutto il mondo in qualsiasi zona climatica.



L'idoneità Hot Swap dei connettori a innesto miniCON semplifica l'installazione e l'impiego dei componenti elettrici ed elettronici nelle aree a rischio di esplosione

# REPCO

## Un contributo concreto alla transizione energetica

Il 2022 si prospetta essere un anno cruciale nel percorso di transizione energetica che vede impegnati tutti i player del settore energetico. Il processo di decarbonizzazione si è capito essere ormai imprescindibile ed è chiara la necessità di puntare sui cosiddetti “combustibili puliti” e di investire sui vettori energetici del futuro.

Il mondo punta al raggiungimento dell’indipendenza dalle fonti fossili, ma è inevitabile che nel frattempo si assisterà a una sorta di “convivenza” tra rinnovabili e fossili. Si dovrà attraversare un periodo di “transizione” appunto, in cui il gas continuerà a giocare un ruolo di primo piano, attraverso l’ottimizzazione in ottica “green” delle reti di distribuzione e la conversione a metano delle centrali di generazione di energia elettrica che attualmente lavorano ancora con combustibili fossili.

In questo contesto sempre più significativo, si sta muovendo oggi REPCo, già attiva con forniture in consegna a clienti quali Ansaldo Energia ed Edison, per i quali sono stati realizzati impianti di trattamento del gas per alimentare le turbine di ultima generazione delle Centrali di Presenzano (CE) e Marghera (VE). Nel prossimo triennio, REPCo sarà ulteriormente ingaggiata in questo contesto e lavorerà per la riconversione delle Centrali di ENEL a Fusina (VE) e La Spezia.

A Milano dal 1993, il campo di azione di REPCo è sempre stato quello dell’Oil&Gas, Power e Petrochimico, spaziando dalla progettazione e ingegnerizzazione alla fornitura e supporto all’avviamento in loco di impianti e apparecchiature di processo.

Dallo scorso giugno, la so-



cietà milanese si è aperta a nuove sfide in ambito “rinnovabili” insieme a Cavagna Group, leader mondiale nella produzione di tecnologie e sistemi per il controllo, la regolazione e la misurazione di tutti i tipi di gas, con Headquarters a Brescia. La recente acquisizione da parte del gruppo bresciano ha permesso di far confluire la complementare esperienza concreta di questi due gruppi per andare a soddisfare al meglio i requisiti della transizione energetica e ampliare così l’offerta con prodotti e servizi tecnologicamente all’avanguardia in diversi settori applicativi, sempre in chiave eco-sostenibile.

Con oltre 250 sistemi installati e dislocati in più di 50 paesi nel mondo, REPCo mette a disposizione non solo il suo know-how nello sviluppo di sistemi modulari e nella gestione multidisciplinare di progetti “chiavi in mano”, ma anche flessibilità, affidabilità e professionalità che ne caratterizzano l’offerta.

Tutti aspetti che conosce bene anche Cavagna Group che, grazie alla esperienza di oltre 70 anni nel mercato del gas, assicura a questa joint-venture una rete commerciale dinamica e un respiro sempre più internazionale. Questa sinergia consentirà l’integrazione a vari livelli della filiera energetica, soprattutto quelli che interessano le fonti di energia alternative.



[www.repcomilano.com](http://www.repcomilano.com)

[www.repcomilano.com](http://www.repcomilano.com)  
[info@repcomilano.com](mailto:info@repcomilano.com)



# PROCESSING THE FUTURE



# VOITH

## Successfully commissions the first two VECO-Drives

Voith has successfully commissioned the first two VECO-Drives at a coal-fired power station in China. Since February 2020, the two systems have already been running reliably for over 6,000 hours, improving not only the overall efficiency of the drive train but also significantly decreasing noise emissions and vibrations. This is another milestone for Voith in pushing ahead with the continuous electrification of its proven drive technologies, thus meeting the growing demand for energy-efficient variable speed drives in the power and oil & gas markets. The two VECO-Drives have passed all necessary tests of Guangzhou China Resources Thermal Power Co., Ltd. and were put into operation in February 2020. The units are part of the customer's energy-saving transformation project of the electric feed water pump unit to replace the original speed control device. As of today, the two VECO-Drives have provided a safe operation for more than 6,000 operating hours. Various monitoring indicators such as temperature, vibration and pressure were measured and confirmed to be within a safe range. Additionally, the team measured a power transmission efficiency of the complete speed regulation system of approx. 97 percent. Furthermore, lower than specified noise

emissions were attained. "We have selected the VECO-Drive from Voith for the energy-saving transformation project of our water supply pump," says Cui Chengliang, Vice General Manager at Guangzhou China Resources Thermal Power Co., Ltd. "The variable speed drive system has already been running



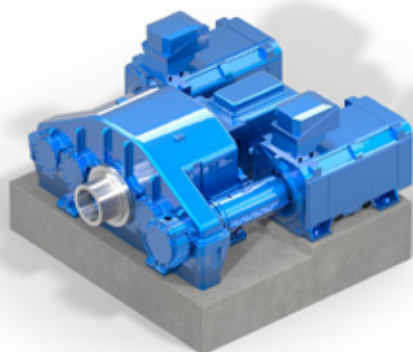
Voith VECO-Drives successfully put into operation in Guangzhou power station

stably for more than two months, and the energy-saving effect is obvious." After passing the relevant safety commissioning certifications of the customer and third-party organizations, the VECO-Drive proved its reliability, already reaching the highest efficiency grades in early 2019.

### Most efficient variable speed drive

The VECO-Drive is an electric superimposing gear, combining a mechanical planetary gear with frequency-controlled servo motors. Since only a small part of the rated power is needed as superimposing power, an overall component efficiency of more than 97 percent at peak is reached and installation space is minimized. This saves valuable energy and reduces daily operating expenses. Further, the service life of the main body of the equipment can extend up to 30 years.

Voith VECO-Drive rendering



[www.voith.com](http://www.voith.com)



# The most efficient speed control Voith VECO-Drive

The VECO-Drive is an innovative solution combining a mechanical planetary gear with frequency controlled servo motors. The electrical superimposing gear offers the most efficient speed control and is ideal for compressors and pumps.

- Peak component efficiency of up to 97 %
- High output speed for compressors and pumps

- Significant cost savings of up to more than € 100,000
- Reliable with over 34 000 successful variable speed installations
- Service network in over 60 countries
- Perfect speed control

vtivindustria@voith.com  
Phone +39 0522 356713

[voith.vom/vecodrive](http://voith.vom/vecodrive)

**VOITH**  
Inspiring Technology  
for Generations

# WIKA

## Serie "POLARgauge": strumenti progettati per resistere a temperature ambiente estremamente basse

Lo strumento più robusto della serie "POLARgauge" è il "PG23LT", un manometro a molla Bourdon espressamente realizzato per temperature ambientali estremamente basse. Tuttavia i clienti dell'industria Oil&Gas, chimica e petrolchimica, hanno richiesto altre soluzioni di misura per le condizioni ambientali dei Paesi artici.

Per rispondere a queste esigenze specifiche, gli ingegneri WIKA hanno selezionato dalla gamma prodotti, tre robusti strumenti e, per renderli resistenti a temperature ambientali estremamente basse, hanno apportato le seguenti modifiche:

- Riempimento della cassa con olio silconico M5 a bassa temperatura, che rimane liquido a temperature fino a  $-90^{\circ}\text{C}$ ;
- Esecuzione della cassa in modo da ridurre al minimo l'uso di elastomeri, come l'uso di

un tappo di riempimento o di una valvola di sfiato in acciaio inox;

- Elastomero per utilizzo con basse temperature nei pochi punti che richiedono una tenuta, come tra la parte anteriore e posteriore della cassa. Gli O-ring in gomma fluorosiliconica (FVMQ) rimangono elastici a temperature ambiente fino a  $-73^{\circ}\text{C}$ .

La speciale esecuzione per basse temperature, l'utilizzo di guarnizioni speciali e il riempimento della cassa fanno sì che il manometro "POLARgauge®" di alta qualità di WIKA modello "PG23LT" sia adatto per applicazioni esterne fino a una temperatura ambiente di  $-70^{\circ}\text{C}$  [ $-94^{\circ}\text{F}$ ].

Il manometro in acciaio inox trova applicazione soprattutto nelle regioni fredde, come Russia, Canada, Scandinavia o Cina.

Il manometro "PG23LT" è utilizzato principalmente nell'industria petrolifera, del gas e in quella petrolchimica. I punti di misura tipici si trovano su tubazioni o nelle stazioni di pompaggio per il trasporto di petrolio o gas.

L'esecuzione dello strumento è conforme ai requisiti per il grado di protezione "IP66" e "IP67" per campi scala maggiori di 0 ... 40 bar.

L'idoneità allo strumento a temperature ambiente di fino a  $-70^{\circ}\text{C}$  [ $-94^{\circ}\text{F}$ ] è stata comprovata in laboratorio e può essere in opzione confermata attraverso un rapporto di prova 2.2.

[www.wika.it](http://www.wika.it)



Manometro a molla Bourdon WIKA PG23LT appositamente progettato per temperature ambiente fino a  $-94^{\circ}\text{F}$  ( $-70^{\circ}\text{C}$ ).

# Sustainable energy vectors: methanol perspectives

Rosetti Marino focuses on methanol as sustainable fuel of the future particularly in maritime applications

**Luca Basini**, Technology Advisor, R&D

**Fabio Furesi**, R&D

**Cesario Mondelli**, Director, Shipbuilding R&D

**Nicola Mondelli**, Director, Research and Technology Development

Rosetti Marino S.p.A.



The Stena Germanica is the first commercial ship in the world to run on methanol as its main fuel

In our current systemic approach, the primary energy sources (Oil, Natural Gas, Coal, Nuclear, Sun, Wind, Hydro, Geothermal energy sources) have been channelled, with different shares, into secondary energy sources, the energy vectors, in ways that need to be partially redefined for allowing a sustainable anthropocene for current and future generations<sup>1</sup>.

There is hence a general agreement on the necessity of: i) increasing the energy efficiency in our transformation processes, ii) reducing the share of Oil & Gas and Coal energy sources and increasing the share of the renewable ones, iii) utilising energy vectors allowing low CO<sub>2</sub> and pollutant emissions. For accomplishing these results, also the energy production and utilization technologies will need to be “adjusted”.

This article will briefly review the characteristics of one of the possible energy vectors that could contribute to the improvement of the sustainability of the energy production and utilization chains, methanol. Accordingly, we will touch main points concerning the current production methods and applications, the foreseen developments and we will introduce a possible innovative technological solution. This one concerns the utilisation of carbon dioxide and hydrogen containing streams converted into synthesis gas with an electrified reverse water gas shift reactor and subsequently in methanol.

**“ This article will review the characteristics of methanol, one of the possible energy vectors that could contribute to the improvement of the sustainability of the energy production and utilization chains**

## Methanol uses

The methanol molecule is an important commodity in chemical industry with an overall worldwide production of 83 MTPY and an overall production capacity of 127 MTPY (202)<sup>2, 3, 4</sup>. The main feedstock is the natural gas (65%) and the second one is coal (35%) that indeed is utilised almost exclusively in China. Renewable sources, such as biogas and wastes, give currently a minor contribution.

However, since the 70ties, methanol is utilised in the energy field as main building block for producing the methyl-tert-butyl ether (MTBE) that has become, since then, a mayor gasoline additive. Another possible use of methanol is for dimethyl-ether (DME) synthesis, a mol-

Table 1 - Methanol applications vs. advantages<sup>12</sup>

Applications	ADVANTAGES
Chemical applications	Already used to produce hundreds of everyday industrial chemicals and products as well as consumer items
	Could be used for the production of aromatic compounds (BTX) and other chemicals currently obtained from petroleum
Gasoline additive and/or its substitute	it is easy to store, transport and distribute by ship, pipeline, truck and rail
	Methanol used as an automotive fuel can be dispensed in regular filling stations, requiring only minimal and relatively inexpensive modifications
	Bunkering of methanol for marine applications is similar to marine fuels. Only minor modifications to existing infrastructure are needed at a modest cost
	High octane rating (RON of 109) and high knocking resistance. Allows the engine to run at high compression ratios for higher efficiency
	Can be blended with gasoline in various ratios from 3% to pure methanol (e.g. M3, M15, M85, M100). Concentrations up to 15% (M15) can be used in regular gasoline cars. Higher concentrations (e.g. M85) can be used in flex-fuel vehicles (similar to E85).
	Compatible with hybrid (fuel/electric) systems and vehicles.
Diesel substitute	Methanol can be used in combustion ignition (diesel) engines.
	Dimethyl ether derived from methanol is a substitute for diesel fuel (high cetane number). Methanol is also a main component of biodiesel (biodiesel is obtained by transesterification of plant oil and animal fats with an alcohol). Oxymethylene ethers (OME) derived from methanol are also being tested as diesel substitutes
	Trucks with modified engines running on methanol and DME are available or under development
Marine fuels	Use of methanol as a marine fuel fulfils the more stringent emission standards in Emission Control Areas (ECAs) and new global emission standard set by the IMO that took effect in 2020 (0.5% sulphur content in marine fuel starting in 2020, compared to 3.5% before). Renewable methanol can also provide pathways to meet the IMO's GHG emission reduction ambitions
	Bunkering of methanol already widely available in many ports around the world
	There are currently more than 20 large ships in operation and on order operating on methanol (DNV GL, 2020). Powered by diesel engines modified to run on both methanol and diesel. Methanol-optimised engines in development are expected to perform even better
Other fuel uses	Can be used in a direct methanol fuel cell (DMFC) to produce electricity
	Good liquid hydrogen carrier (one litre of methanol contains more hydrogen than a litre of liquid hydrogen). Methanol is easily reformed to hydrogen for use in fuel cells (reformed methanol fuel cells).
	Fuel for cook stoves, industrial boilers, kilns and home heating

ecule that can be utilised as a fuel for diesel engines. Noteworthy, about 24 MTPY of methanol have been utilised in 2019 for the production of these additive and fuel molecules.<sup>5</sup>

The methanol itself can be also one of the fuels for the power production. It is here mentioned that since 2014 Eliat, a JV between Israel Electric Company and Dow Chemical, have replaced the diesel feedstock with methanol for an electric plant with a power capacity of 100 MW. While, in China in the areas of Shanghai, Xi'an and Tianjin, methanol is utilised as a feedstock for boilers, including the domestic ones.

Again, in China<sup>6</sup> and Israel<sup>8</sup>, methanol (ca. 7.5 MTPY) is mixed with gasoline as a fuel for the internal combustion engine (ICE) vehicles. While, in the same countries, some other experiences are ongoing for utilising pure Methanol as fuel in heavy vehicles. The European legislation has defined a 3% v/v limit for methanol blending application although some initiatives are ongoing for demonstrating the feasibility of higher methanol contents (e.g. Eni S.p.A. has tested in its car sharing fleet a A20 gasoline blending including 15% v/v of methanol and 5% v/v of ethanol).

Noteworthy, a major application under development worldwide concerns methanol utilisation as marine fuel<sup>9</sup> particularly in the Emission Control Areas (North America, Caribbean, Baltic Sea, North Sea, Mediterranean Sea) for reducing either the GHG emissions but also the SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, particulate matter emissions. Indeed, it appears that methanol and possibly ammonia (with some additional technical and HSE complexities) could allow the achievement of the pollutant emission limitations defined by the International Maritime Organisation (IMO). Many initiatives are ongoing in this field and here it is only mentioned that ferry solution in the North Sea utilising methanol fuelled engines are ongoing since 2015 and that companies such as Wartsila<sup>10</sup> and MAN Energy Solutions<sup>11</sup> provide technologies for the commercialisation of dual fuel (diesel-methanol) engines that already installed in ca 15 ships.

Danish firm Maersk announced on August 2021 it is ordering eight large, ocean-going vessels able to run on what it called "carbon neutral methanol"

The **table 1** lists the advantages of methanol use for different applications:

## Methanol production

Natural gas (NG) is the cleanest feedstock widely used for producing the synthesis gas that is the main feed for the methanol reactors. The other main feedstock for producing synthesis gas, utilised mainly in China, is coal. Synthesis gas, a mixture containing mainly H<sub>2</sub> and CO and minor amounts of CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub>, is an intermediate for a variety of bulk chemicals such as methanol, ammonia, hydrogen as well as synthetic fuels through Fischer-Tropsch.

Production of methanol includes three main steps: i) synthesis gas production, ii) crude methanol synthesis, iii) crude methanol purification by distillation (**Figure 1**).

## Synthesis gas production

Synthesis gas production technologies have been in use for more than 80 years. Main commercial technologies are Steam reforming (SR), Autothermal reforming (ATR) and Non-catalytic partial oxidation (POx).

SR13, 14, 15, developed in 1926, has been used ever since. The feedstock, a mixture of methane and steam



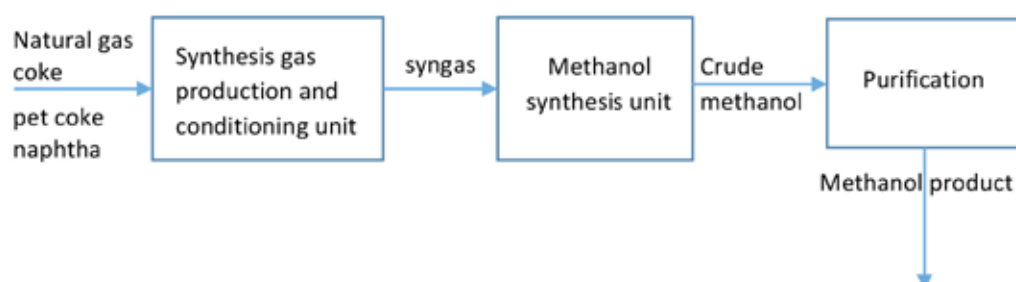


Figure 1 - Simplified block scheme of the unit operations involved in the methanol production processes

SR Reactions	$\Delta H$ (kJ/mole)	Notes
$\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$	+206	HT,LP if HP, then high Steam Reforming
$\text{CH}_4 + \text{CO}_2 \leftrightarrow 2\text{CO} + 2\text{H}_2$	+247	$\text{CO}_2$ reforming
$\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$	-41	Water gas shift

Table 2 - SR reactions and Heat of Reactions

ATR Reactions	$\Delta H$ (kJ/mole)	Description
$\text{CH}_4 + 3/2 \text{O}_2 \rightarrow \text{CO} + 2\text{H}_2\text{O}$	-519	Methane combustion
$\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$	+206	Steam reforming
$\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$	-41	Water gas shift

Table 3 - ATR reactions and Heat of Reactions

POx reactions	$\Delta H$ (kJ/mol)	Description
$\text{CH}_4 + 0.5\text{O}_2 \rightarrow \text{CO} + 2\text{H}_2$	-35.7	Partial Oxidation
$\text{CH}_4 + 2\text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$	-890.3	Total Oxidation
$\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$	+206.0	Steam reforming
$\text{CH}_4 + \text{CO}_2 \leftrightarrow 2\text{CO} + 2\text{H}_2$	+247.0	$\text{CO}_2$ reforming
$\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$	-41.2	Water gas shift

Table 4 - POx reactions and Heat of Reactions

at the requested overall molar steam to carbon ratio, is preheated in the convection section of the reformer furnace and then distributed over the catalyst tubes of the reformer. The product gas leaving the reformer is essentially an equilibrium mixture of hydrogen, carbon monoxide, carbon dioxide, methane and steam (see the table 2 below). The overall heat effect of the steam reforming reactions is strongly endothermic i.e. heat has to be supplied externally to achieve the required conversion. This heat is provided by combustion of PSA purge gas as priority fuel and natural gas as make-up fuel.

The main features of the technology have not changed since the first industrial plant, and its improvement concerned the single elements of the technology (furnaces, catalysts, reforming tubes) and their integration. In particular, it is noted that the risk of creep in the reforming tubes led to new materials with higher resistance and high heat transfer coefficients while catalyst formulation improved for inhibit the carbon formation reactions. These improvements have led to better performances and relative cost reduction even if the process concept has not changed since the early beginnings.

The **Table 2** below summarizes the main reactions for the synthesis gas production of the first block of figure 1 above in case of SR technology

ATR technology<sup>16, 17</sup> developed in the late 1970's. The process requires a furnace for pre-heating at ca. 550°C a mixture of NG and steam that reacts with an oxygen stream in a burner. The burner is located at the inlet of a combustion chamber at the top of the ATR reactor. The sub-stoichiometric turbulent diffusion flame reaches 2500°C and the burner design minimises the heat transfer from thermal radiation. Controlled Thermal Severity (CTS) burners allow low S/C values operation. In this case, the already converted gas from the thermal zone recirculates upward for improving the thermal stability of the flame. The mixture produced in the combustion chamber flows into a catalytic zone that completes the steam and  $\text{CO}_2$  reforming reactions reaching at the end of the catalytic bed temperatures between 850-1100°C.

POx<sup>18, 19</sup> is an exothermic non-catalytic process producing the synthesis through a sub-stoichiometric combustion flame. High temperatures are required to achieve full

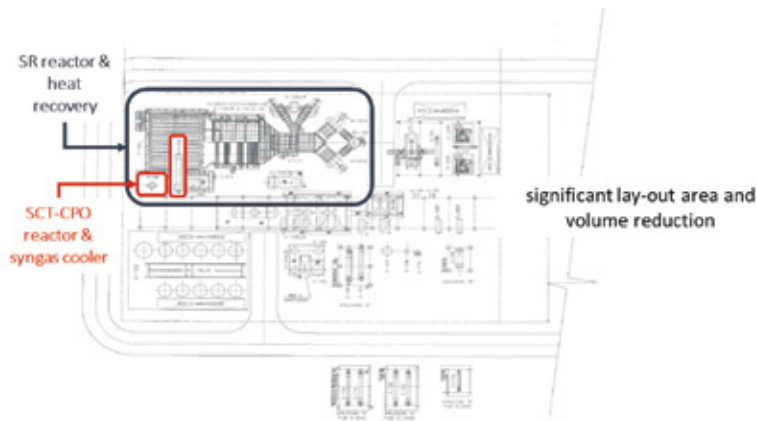


Figure 2 - Comparison between the lay-out of a SR (black solid line) and a SCT-CPO (red solid line) reactors and heat recovery sections taken from “Leveraging of a Novel Industrial Syngas Technology within the Framework of Eni S.p.A. and SABIC Joint Development Agreement”; L.E. Basini, M. Villani, K. Sankaranarayanan, M. Al Ghamdi; EGYPS Technical Conference, Feb. 11-13th, 2020

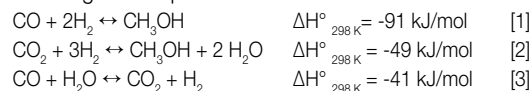
conversion and high carbon monoxide and hydrogen yields and for this reason, the oxygen consumption is higher than in ATR although a lower pre-heating of the feedstock is necessary with respect to ATR and SR. The advantages of this technology concern the possibility of utilising heavy residues and coal as feedstock, when NG is used, it is also possible to operate the plants at higher pressures compared to SR and ATR.

A new technology under development in the Eni S.p.A.<sup>20, 21</sup> for which Rosetti-Marino S.p.A.<sup>22</sup> has developed the construction of a pilot and a demonstrative unit, utilises an entirely heterogeneous catalytic process performed at very short contact times. The process has been named as Short Contact Time-Catalytic Partial Oxidation (SCT-CPO) and has the potential for reducing the complexity and dimensions with respect to the current technologies also allowing a wide flexibility towards the feedstock composition and the production capacity. Also, Nex-

tchem<sup>23</sup> S.p.A. has developed its own CPO technology. The **figure 2** draws the attention to the incomparable compactness of the SCT-CPO over the SMR, while the **figure 3** shows an example of a 300Nm<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub> plant capacity.

### Methanol synthesis

Methanol synthesis is performed in catalytic reactors containing a solid catalyst and can be described with the following main equilibrium reactions:



Equations [1] and [2] are exothermic and proceed under total number of moles contraction hence favoured by high pressures and low temperatures. The water gas shift reaction [3] is instead slightly exothermic. Skrzypek et al.<sup>24</sup> carried out extensive studies on thermodynamics of methanol synthesis, describing chemical equilibrium with thermo-chemical data based on ideal gas behaviour with corrections, for the non-ideal compounds, resulting from the Soave-Redlich-Kwong equation of states. His calculation showed that thermodynamically wise, the concentration of methanol is favoured between 200-300°C and 6-9 MPa. However, the heterogeneously catalysed reaction is also strongly dependent on reaction kinetics and from heat and mass transfer phenomena characteristics. Indeed, the micro-kinetic studies pointed out that reactions proceed either through integrated CO and CO<sub>2</sub> hydrogenation reactions<sup>25, 26</sup>, and experimental and theoretical studies pointed out that the most appropriate syngas composition should include hydrogen, carbon monoxide and dioxide in a ratio given by eqs [4] and [5].

$$\begin{aligned} \text{Methanol Module } M &= (\text{H}_2 - \text{CO}_2)/(\text{CO} + \text{CO}_2) = 2 \text{ (v/v)} & [4] \\ \text{CO}_2/(\text{CO} + \text{CO}_2) &= 0.3-0.5 \text{ (v/v)} & [5] \end{aligned}$$

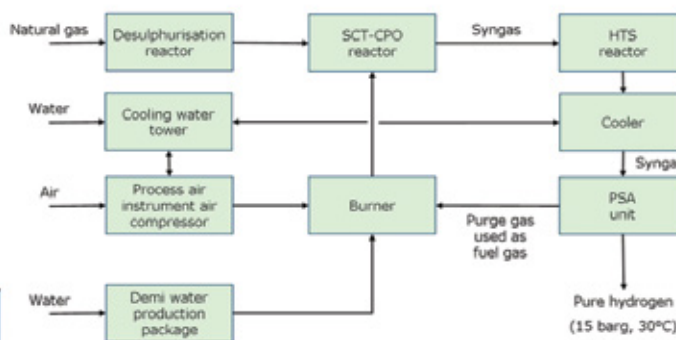
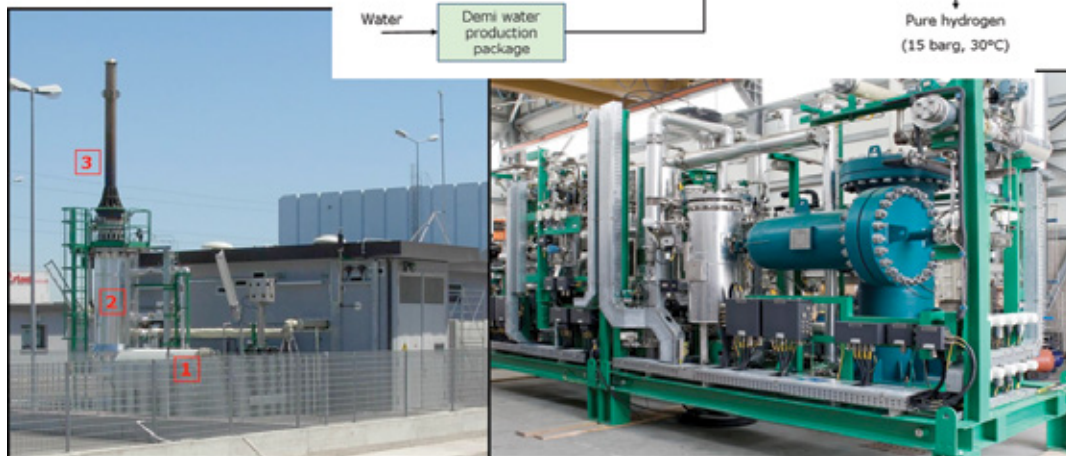


Figure 3 - Block process scheme and images of the SCT-CPO plant features for producing hydrogen fuel for fuel cell vehicles installed inside an Eni S.p.A. station located in the Mantova city within the framework of an European financed project and operated in 2008-2009 (Zero Regio (archive.org)). The construction of the plant has been accomplished by Rosetti Marino S.p.A.



LICENSORS				
	Haldor-Topsøe	JM/Davy	Lurgi/AirLiquide	Toyo Engineering
<b>Syngas generation</b>				
Catalyst	Own	Own	Sud-Chemie	Own (ISOP)
Reactor	SMR or ATR or SMR + ATR	SMR or GHR + ATR	ATR or SMR + ATR	SMR or SMR + ATR
<b>Methanol converter</b>				
Catalyst	Own	Own	Sud-Chemie	MGC
Reactor	Adiabatic and BWR in series	BWR and gas cooled combination	BWR and gas cooled in series	MFR-Z®

TABLE 5 - Main Methanol Licensors and Technologies

Commonly employed catalysts contain copper, zinc oxide and alumina that are also able to reduce the formation of by-products (e.g. dimethyl ether, higher alcohols, carbonyl compounds and methane).

Different types of industrial reactors, both adiabatic and isothermal, have been developed and applied to achieve an optimal temperature profile in the converter; quench reactors, steam raising reactors (BWR), gas cooled reactors and adiabatic reactors are the most commonly used. Briefly, it is mentioned that converters differ from the way reaction heat is removed. Quench reactors employ cold-shot injection of syngas within or between the reaction beds while adiabatic converters use intercooling between beds. Steam raising reactors are isothermal shell and tube reactors, temperature control is achieved by carefully selecting the pressure of the boiler feed water circulating on the shell side leading to steam generation. Gas-cooled converters use the cold feed gas as cooling medium on the tube side of a shell and tube converter while heated feed gas passes through the catalyst-filled shell side. Variations of the four types of converters are currently employed by the major commercial methanol licensors and among them we mention; Haldor-Topsøe AS, Johnson Matthey Catalyst (JM) & Davy Process Technology (DPT), Lurgi-AirLiquide, Toyo Engineering. These licensors also provide highly integrated syngas production systems.

The following **table 5** summarizes the mayor licensors together with their preferred technologies for catalysts and reactors

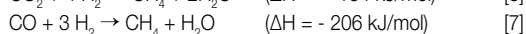
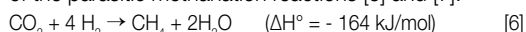
## Carbon dioxide utilisation with Electrified Reverse Water Gas Shift (E-RWGS) in methanol synthesis

By assuming a Carbon Capture and Utilization (CCU) perspective, this paragraph examines a process solution currently under development in the Rosetti Marino S.p.A. framework<sup>27</sup>, in which the chemical transformation of carbon dioxide into methanol is obtained by combining unit operations of water electrolysis, Electrified Reverse Water Gas Shift (E-RWGS) and Methanol synthesis reactors. More in detail, this document describes a process

for transforming carbon dioxide containing gases into a synthesis gas suitable for methanol production.

(Source: 'Renewable Methanol Report' from Methanol Institute)

The pathway involving a RWGS step for converting carbon dioxide into synthesis gas and then into methanol, was examined, either theoretically and experimentally till the pilot scale level, in the 1999-2019 period<sup>28,29,30,31</sup>. However, this approach would have provided a viable solution for utilising carbon dioxide only if the RWGS could occur at high temperature – high pressure conditions (HT-HP; T > 750°C and P > 5 MPa) for shifting its equilibrium towards the carbon monoxide and water production and for avoiding or reducing the contribution of the parasitic methanation reactions [6] and [7].



Noteworthy, the studies devoted to this kind of process solution, that was referred to as CAMERE process could not show any advantage with respect to the via syngas processes currently utilised because the development of a HT-HP RWGS stage would have required the utilization of a furnace that compromises the possibility of developing a carbon-dioxide-consuming methanol production process.

Now we have instead noted that a HT-HP electrified reactor (E-RWGS) could overcome the disadvantages of the CAMERE process and accordingly we completed a study describing the performances of such a solution. The block scheme of the process is described in **Figure 2** and includes the three main unit operations of hydrogen production with water electrolysis, the syngas production with E-RWGS and the methanol synthesis.

More in detail, we report that the envisaged solution could be applied to several carbon dioxide rich streams and particularly the utilisation of bio-gas streams. In this case, the process would allow a bio-methane and methanol production entirely achievable from renewable sources.

It is briefly mentioned that electrified reactors can be designed with resistance heated catalysts exploiting the Joule effect<sup>32</sup> aiming at: i) increasing the heat transfer efficiency required by the strongly endothermic reactions, ii) reducing the radial temperature gradients through the

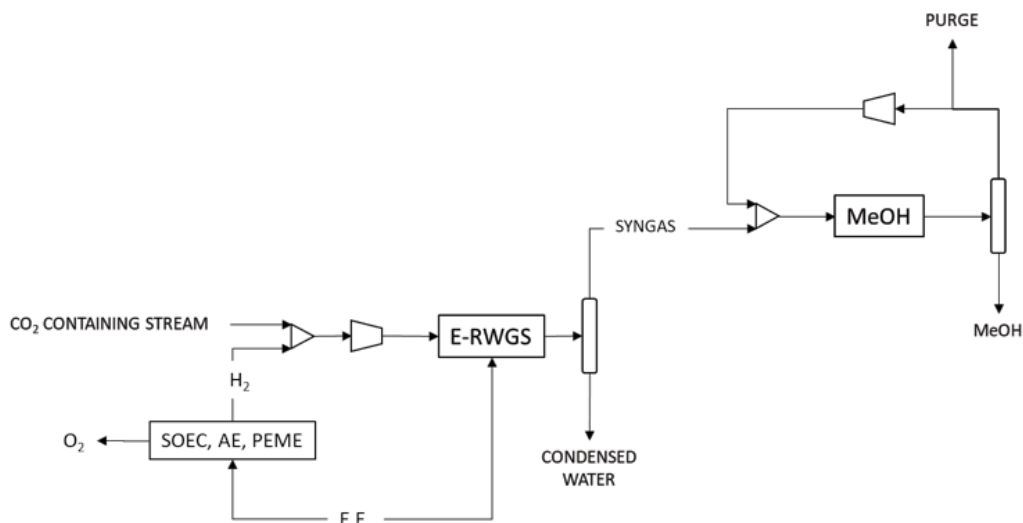
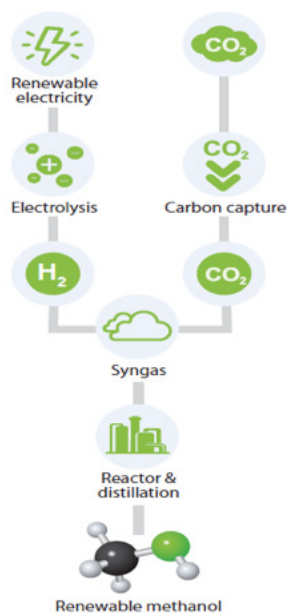


Figure 4 - Simplified block scheme integrating unit operations of E-RWGS, electrolytic hydrogen production with Solid Oxide Electrolysis Cell – SOEC, Alkaline Electrolyzer – AE, Polymer Electrolyte Membrane Electrolyzer – PEME and methanol synthesis.

catalyst and iii) avoiding the use of a reforming furnaces. However, other electrified reactor solutions could include induction-heated reactors<sup>33</sup> in which reactions occur on catalysts constituted by magnetic particles having a high Curie temperature that inside a magnetic field could be selectively heated and possibly transfer the reaction heat

to other metal species with increased catalytic properties such as it would occur in Nickel-Cobalt catalyst particles. These solutions under development for electrified SR application, can be exploited, possibly with a greater advantage, also for E-RWGS reactors in which the reaction heat would be ca. 1/5 of the heat required by SR.

We have hence examined the possibility of utilising the associated CO<sub>2</sub> emissions of a biomethane production plant developing H&M balances for a process solution fed with 300 Nm<sup>3</sup>/h of carbon dioxide as a reference case. Briefly it is mentioned that we have considered to compress either, the carbon dioxide and the hydrogen flows at 50 MPa and subsequently to divide the hydrogen flow in two streams. One stream is mixed with the carbon dioxide and the mixture is pre-heated at 650°C before entering in the E-RWGS reactor that is assumed to operate at 950°C. The syngas at the exit of the reactor is cooled at 20°C for removing the water content from the reaction mixture and then mixed with a hydrogen flow for allowing the achievement of a methanol module M equal to 2 v/v. This adjusted synthesis gas is then pre-heated to 250°C before entering into the methanol synthesis reactor operating at 50 MPa. The obtained stream is cooled at 25°C for separating the liquid and the gaseous phase and that is partially purged for avoiding the build-up of inert molecules (e.g. methane) and recycled to the methanol synthesis reactor. More in detail it is reported that for what it concerns the E-RWGS reactor it has been assumed that it could operate at the adiabatic equilibrium at 950°C e 5.0 MPa.

For what concerns the methanol synthesis reactor, it has been assumed that it could be operated at 5.0 MPa at an isothermal temperature of 250°C and that it could be simulated as an isothermal equilibrium reactor with an approach temperature of 10°C. Noteworthy, the results obtained in the simulation, have been compared with those of an industrial reactor utilising a Cu/ZnO/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> based catalyst and operating at a GHSV of 8,000 h<sup>-1</sup>.

**Table 6** compares consumption features in two cases in which:

- Case (A) consider a process scheme in which the gas of the methanol loop cycle is not purged and contains 7.5% v/v of methane entering inside the reactor and the 9.5% v/v of methane at the exit of the reactor,

TABLE 6		Case A	Case B	
Purge		0%	10%	
Hydrogen consumption		875	895	Nm <sup>3</sup> /h
	[A]	2623,3	2683,3	KWth
Carbon dioxide consumption		300	300	Nm <sup>3</sup> /h
	[B]	13,38	13,38	kmol/h
Methanol productionm (1)	[J]	405,6	334,4	kg/h
		9,73	8,03	TPD
	[C]	12,66	10,44	kmol/h
	[D]	2243,2	1849,4	KWth
Carbon dioxide emission (2)	[F]	13,56	116,73	kg/h
Gross power consumption	[E]	468,5	384,6	kWel
Power production		105,7	181,6	kWel
Net power consumption	[G]	362,8	203	kWel
PEME electrolyzer consumption (4)		4025	4117	kWel
Overall gross power consumption	[H]	4493,5	4501,6	kWel
Overall net power consumption	[I]	4387,8	4320	kWel
LHV efficiency	[D/A]	85,50%	68,90%	
1st principle efficiency	[(D-G)/A]	71,70%	61,40%	
1st principle efficiency (3)	[(D-E)/A]	67,70%	54,60%	
Overall efficiency	[D/H]	51,10%	42,80%	
Overall efficiency (3)	[D/I]	49,90%	41,10%	
Carbon conversion	[C/B]	94,60%	78,00%	
Carbon specific emission	[F/J]	33,43	349,08	g CO <sub>2</sub> /kg_Methanol

(1) referred to pure methanol

(2) atmospheric emissions without energy recovery

(3) excluding thermal recovery

(4) assuming a 4.6 kWh/Nm<sup>3</sup> of H<sub>2</sub> consumption

- Case (B) considers that the gas of the methanol loop cycle has a 10% v/v purge for allowing a 5.6% v/v methane concentration at the inlet of the methanol synthesis reactor and a 7.1% v/v at the exit. Moreover in this case the purge gas has then been assumed to be burned for producing thermal energy in an Organic Rankine Cycle equipment.

This solutions provide, accordingly to the performed studies extremely low emissions, respectively 33.43 and 359.08 g CO<sub>2</sub>/kg Methanol in cases (A) and (B).

## Methanol toxicity, hazardous and environmental issues

Methanol is released to the environment during industrial uses and is found in various household and industrial agents. Exposure may occur from ambient air and during the use of solvents. Acute (short-term) or chronic (long-term) exposure of humans to methanol by inhalation or ingestion may result in blurred vision, headache, dizziness, and nausea. No information is available on the reproductive, developmental, or carcinogenic effects of methanol in humans. Birth defects have been observed in the offspring of rats and mice exposed to methanol by inhalation. EPA has not classified methanol with respect to carcinogenicity<sup>34, 35</sup>. An Overview of the Technical Implications of Methanol and Ethanol as Highway Motor Vehicle Fuels is given in references <sup>36, 37</sup>.

## Conclusions

Methanol is a quite versatile molecule with a toxicity that is comparable with those of the other components of the hydrocarbon fuels. It can be mixed with gasoline or it can be used as such or after being transformed into dimethyl ether in diesel engines. In these utilisation, it will possibly contribute to reduce the pollutant emissions of the combustion processes.

Description	ISSUE
Hazardous	Safer fuel in fires than gasoline. Methanol generates less heat and transfers less of the heat to the surroundings. Methanol fires can be extinguished with water or alcohol-resistant foams
Toxicity	Toxic exposure can occur by inhalation, skin and eye contact and ingestion. Ingestion of more than 20 mL can be lethal; lesser amounts are known to cause irreversible blindness. Metabolism and toxicity of methanol are similar to those of ethylene glycol. The degradation products of methanol, formaldehyde and formate are responsible for its toxicity. Adequate precautions should be taken while handling and dispensing
Environmental	Methanol is water soluble and readily biodegradable. Methanol dissolves completely in water. When released into water, it will rapidly disperse to low concentrations, allowing microorganisms occurring naturally to degrade it in a relatively short time
	Spillage to the environment. When released into soil, methanol could enter groundwater. However, because methanol is readily biodegradable its accumulation in soil or groundwater is unlikely
Pollution emissions	Lower pollutant emissions when combusted: <ul style="list-style-type: none"> <li>+ No carbon-carbon bonds allow for soot-free combustion (no PM).</li> <li>+ No SO<sub>x</sub>.</li> <li>+ Lower NO<sub>x</sub>.</li> <li>+ Low-carbon and renewable methanol can provide reduced overall CO<sub>2</sub> emissions compared to fossil fuels.</li> </ul>

Table 7 - Hazardous, Toxicity and Environmental Issues

The utilisation as a marine fuel seems to us a main possible priority. The production of methanol can also be rendered more sustainable by increasing its energy efficiency and by reducing the carbon dioxide emissions introducing new technologies, new process schemes and by utilising in this pathways renewable feedstock and energy sources. These points have been briefly touched in this article also including the description of a possible new application developed by utilising carbon dioxide rich feedstock and integrating an electric reverse water gas shift process and a green hydrogen source. Hence, possibly, methanol, with these perspectives could give a contribution, if correctly exploited, to improve the serious situation of the anthropocene world and this article, as many others, is a witness of the ongoing efforts developed with this purpose with the awareness that a much more intensive, high level and systemic approach would be required for effective and timing solutions.

## Vettori di energia sostenibile: prospettiva sul metanolo

Attualmente il metanolo è utilizzato soprattutto come feedstock per l'industria chimica e, solo marginalmente, come combustibile liquido miscelato alle benzine.

Le emissioni di gas serra per la produzione di metanolo corrispondono al 10% di tutte le emissioni del settore della chimica, poiché la sua produzione avviene quasi esclusivamente tramite la trasformazione di carbone e gas naturale.

La necessità di ridurre l'impronta carbonica delle attività industriali sta spingendo a individuare e a testare processi innovativi per la produzione di metanolo che siano caratterizzati da una ridotta emissione di CO<sub>2</sub> e una elevata efficienza energetica.

Rosetti Marino ha presentato una domanda di brevetto basato su un processo innovativo, in cui la trasformazione chimica dell'anidride carbonica in metanolo è ottenuta combinando operazioni unitarie di elettrolisi dell'acqua, Reverse Water Gas Shift mediante reattore elettrificato (E-RWGS) e reattori di sintesi del metanolo.

Il metanolo così prodotto potrà quindi non solo contribuire alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dell'industria chimica, ma anche in quei settori laddove l'elettificazione o la propulsione a idrogeno non potrà essere applicata, per esempio nel settore navale.

**(Endnotes)**

- 1 HOME - UN Climate Change Conference (COP26) at the SEC – Glasgow 2021 ([ukcop26.org](http://ukcop26.org))
- 2 Methanol Institute (The Methanol Industry|Methanol Institute|[www.methanol.org](http://www.methanol.org))
- 3 <https://igpenergy.com/methanol-overview/>
- 4 <https://www.methanol.org/the-methanol-industry/>
- 5 • MTBE annual production capacity globally 2023 | Statista
- 6 China's use of methanol in liquid fuels has grown rapidly since 2000 - Today in Energy - U.S. Energy Information Administration (EIA)
- 7 <https://www.methanol.org/policy-initiatives/china/>
- 8 Methanol | Blue Fuel Energy
- 9 Sustainability-Methanol-as-Marine-Fuel.pdf ([safety4sea.com](http://safety4sea.com))
- 10 <https://www.wartsila.com/services-catalogue/engine-services-4-stroke/marine-methanol-conversion>
- 11 <https://www.man-es.com/marine/strategic-expertise/future-fuels/methanol>
- 12 Innovation Outlook Renewable Methanol – Irena -13 <http://www.shell.com/global/future-energy/natural-gas/gtl/acc-gtl-processes.html>
- 14 "Natural gas to synthesis gas-Catalysts and catalytic processes"; K. AAsberg-Petersen et al. in *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 3 (2011), p. 423-459
- 15 "Steam reforming and chemical recuperation"; Rostrup-Nielsen, *Catalysis Today*, 2009, 145, p. 72-75.
- 16 "Improve syngas production using auto thermal reforming", Christensen T. S., Primdahl I., *Hydrocarbon processing, International edition*, 1994, 73, p. 39-46
- 17 "Proven autothermal reforming technology for modern large-scale methanol plants", Christensen T.S., et al. *Nitrogen & Syngas International Conference & Exhibition (2014)*.
- 18 "A large-scale benchmark for the CFD modeling of non-catalytic reforming of natural gas based on the Freiberg test plant HP Pox", Richter, Seifert. et al., *Fuel* 152, p. 110-121
- 19 "Numerical simulation of natural gas non-catalytic partial oxidation reformer", Yueting Xu, Zhenghua Dai et al., *International Journal of Hydrogen energy* 2014, 39, p. 9149-9157
- 20 "Catalytic partial oxidation of natural gas at elevated pressure and low residence time", Basini L. E., Aasberg-Petersen K., A. Guarinoni, M. Ostberg, *Catalysis Today*, 2001, 64, pp. 9-20
- 21 "Short Contact Time Catalytic Partial Oxidation (SCT-CPO) for Synthesis Gas Processes and Olefins Production", Basini L. E., Guarinoni A., *Industrial & Engineering Chemical Research*, 2013, pp. 17023-17037
- 22 Basini, L., Cimino, R., Wilhelm, J., *Impiantistica Italiana*, Nov.-Dic. (2009)
- 23 "Natural Gas Catalytic Partial Oxidation: A Way to Syngas and Bulk Chemicals Production"; G. Iaquaniello, E. Antonetti, B. Cucchiella, E. Palo, A. Salladini, A. Guarinoni, A. Lainati and L. Basini; [www.intechopen.com/chapters/40565](http://www.intechopen.com/chapters/40565), <http://dx.doi.org/10.5772/48708>
- 24 "Thermodynamics and kinetics of low pressure methanol synthesis"; Skrzypek J., Lachowska M., Grzeisik M., Sloczynski J., Nowak P., (1995). *The Chemical Engineering Journal*, 1995, 59 p. 101-108
- 25 "Mechanism of Methanol Synthesis on Cu through CO<sub>2</sub> and CO Hydrogenation"; Grabow L. C., Mavrikakis M., *ACS CATALYSIS* March 2011. p. 365-384
- 26 "Mechanistic studies of methanol synthesis over Cu from CO/CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O mixtures: The source of C in methanol and the role of water", Yang Y., Mirms C.A., Mei D.H., Peden C.H.F., Campbell C.T., *Journal of catalysis* 2012, 298. p. 10-17
- 27 Rosetti Marino S.p.A. has deposited a patent application on May 2021
- 28 "Carbon Dioxide Hydrogenation To Form Methanol via a Reverse-Water-Gas-Shift Reaction (the CAMERE Process", O-S. Joo, K-D Jung, I. Moon, A. Y. Rozovskii, G. I. Lin, S.-H. Han, and S-J. Uhm, *Ind. Eng. Chem. Res.* 1999, 38, 1808-1812
- 29 "CAMERE Process for methanol synthesis from CO<sub>2</sub> hydrogenation", Oh-Shim Joo\*, Kwang-Deog Jung and Yonsoo, Jung, *Studies in Surface Science and Catalysis* 153, S.-E. Park, J.-S. Chang and K.-W. Lee (Editors), 2004 Elsevier B.V. pp. 67-72
- 30 "Biogas to methanol: A comparison of conversion processes involving direct carbon dioxide hydrogenation and via reverse water gas shift reaction", S. Ghosha, V. Udayb, A. Giric, S. Srinivasa, *Journal of Cleaner Production*, Volume 217, 20 April 2019, Pages 615-626, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.01.171>
- 31 "Methanation of CO<sub>2</sub> and reverse water gas shift reactions on Ni/SiO<sub>2</sub> catalysts: the influence of particle size on selectivity and reaction pathway", H. C. Wu, Y. C. Chang, J. H. Wu, a J. H. Lin, I. K. Linc and C. S. Chen, *Catalysis Science & Technology*, Published on 01 July 2015. Downloaded by University of Connecticut on 02/07/2015 10:07:08 ; DOI: 10.1039/c5cy00667h
- 32 "Electrified methane reforming: A compact approach to greener industrial hydrogen production" ; S. T. Wismann, J. S. Engbæk, S. B. Vendelbo, F. B. Bendixen, W. L. Eriksen, K. Aasberg-Petersen, C. Frandsen, I. Chorkendorff, P.M. Mortensen, *Science* 364, (2019), 756–759
- 33 "Dry reforming of methane powered by magnetic induction", F. Varsano, M. Bellusci, A. Barbera, M. Petrecca, M. Albino, C. Sangregorio, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 44, Issue 38, 9 August 2019, Pages 21037-21044
- 34 [https://www.cdc.gov/niosh/ersbdb/emergencyresponse-card\\_29750029.html](https://www.cdc.gov/niosh/ersbdb/emergencyresponse-card_29750029.html)
- 35 <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/books/NBK482121/>
- 36 "An Overview of the Technical Implications of Methanol and Ethanol as Highway Motor Vehicle Fuels", Frank Black, *SAE Transactions* Vol. 100, Section 4: JOURNAL OF FUELS & LUBRICANTS (1991), pp. 1161-1190 (30 pages) Published By: SAE International
- 37 "System safety analysis of hydrogen and methanol vehicle fuels", A.R. Carpenter, P. C. Hinze, *AIChE Process Safety Progress*, 29 November 2004, <https://doi.org/10.1002/prs.10041>



---

## Luca Basini

Luca Basini pursued his professional activities in academic and industrial contexts focusing fundamental discoveries and technology developments. Eni S.p.A. has been the reference organization from 1985 to Dec 2020. Among the many interactions with academic and industrial environment, it is mentioned those of the Yale University (USA) and the National Institute of Material Science (JP) in which it has been invited for scholarship periods and the Haldor Topsoe A/S framework in which he participated to the development of catalysts and technology solutions. Since Jan. 2021 to now he has been employed as technology advisor for initiatives concerning the organisation of the R&D environments and the technology developments concerning the sustainability of the steel productions, the methane pyrolysis with liquid metals, the development of process solutions integrating electrical reactors, the removal and usage of carbon dioxide. He also authored and published more than 60 referred scientific, technical and patent documents and lectured in academic and industrial contexts.



---

## Fabio Furesi

Fabio Furesi graduated in Energy Engineering at the Politecnico di Milano in 2013. After a brief period as associate researcher at the same university in FP7 and Horizon 2020 projects, Fabio was hired by Wood PLC (formerly Foster Wheeler) as process engineer. Here he took part in several projects at every stage of development (EPC, FEED, Basic Design and Feasibility Studies) ranging through power plants, refineries, petrochemical and pharmaceutical. In 2018 Fabio moved to Rosetti Marino's office in the Republic of Congo as process reference in local office. Back to Milan office in late 2019, Fabio was involved in several research and development programs within Rosetti Marino, as well as projects in energy transition.



---

## Cesario Mondelli

Cesario Mondelli has a Master of Science in Mechanical and Naval Engineering from the University of Naples. He has a very extensive experience in manufacturing Offshore Platforms and pressure vessels for the energy industry. He joined the Rosetti Marino Group in 1998 as director of the shipbuilding business Unit for tugs, offshore service vessels, Platform Supply Vessel (PSV), Anchor Handling Tug (AHT), Anchor Handling Tug and Services (AHTS) and Ferries. Currently is the director of the shipbuilding Research and Development Directorate of Rosetti Marino.

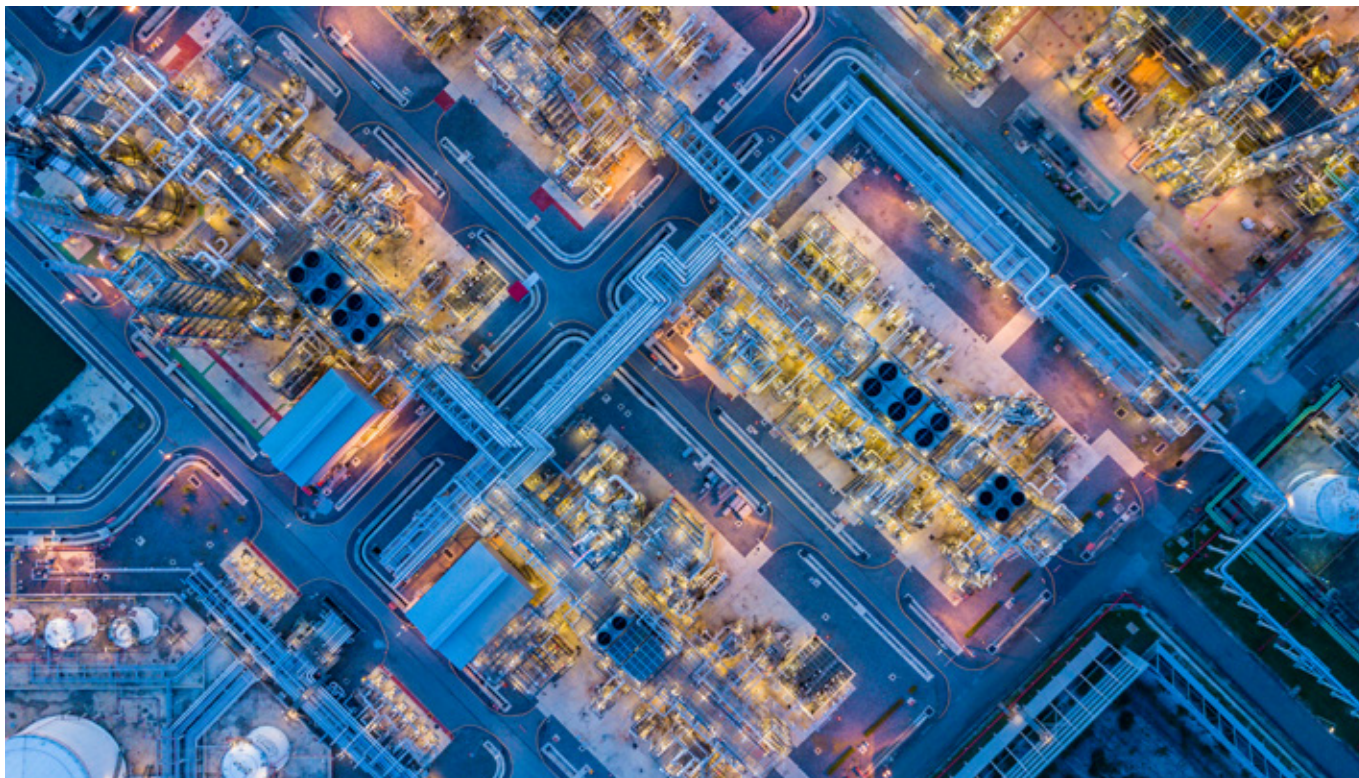


---

## Nicola Mondelli

Nicola Mondelli has a Master of Science in Chemical Engineering from the University of Naples in 1983. He has a strong experience in process design, business development and company management gained in the most reputed Italian EPC Contractors for the Energy Industry. He joined the Rosetti Marino Group in 2013 as Director of Engineering and he currently holds the position of Director of Research and Technology Development of the Company.

# Idrogeno e transizione energetica: perché non è (ancora) realtà



Qualche parola riguardo l'idrogeno, che rappresenta forse il tema più dibattuto in assoluto in termini di Transizione Energetica

**Omar Bedani** - Manager of Commercial Operations Technology & Products

**Fabio Ruggeri** - Manager of Technology, Technology and Products

**Valentina Depetri** - Principal Technology Process Engineer  
Wood

**T**ransizione Energetica. Stiamo assistendo a un periodo storico senza precedenti (almeno negli ultimi 100 anni), un cambio radicale nel nostro sistema energetico che nessuno in questi anni 2000 ha mai potuto vedere prima.

In questo articolo vogliamo spendere qualche parola riguardo l'idrogeno, che rappresenta forse il tema più dibattuto in assoluto in termini di Transizione Energetica.

La ricerca scientifica, sia in ambito accademico che industriale, sta investendo nello sviluppo di tecnologie propedeutiche alla decarbonizzazione del mercato, senza perdere la possibilità di soddisfare in modo efficiente la domanda e le esigenze degli utilizzatori finali (e.g. industria). Batterie e Idrogeno sembrano gli *enablers* della transizione energetica, le due chiavi che tutti cercano di usare per aprire questa storica "porta".

L'idrogeno è un vettore energetico altamente efficiente, immagazzinabile e trasportabile e queste caratteristiche lo rendono il candidato perfetto per essere utilizzato nei mercati dell'energia e dei trasporti. Quasi tutto l'idrogeno prodotto è però destinato ai processi industriali: ciò include, per esempio, la produzione di metanolo e ammoniaca, la riduzione diretta del minerale di ferro, l'*hydrotreating* e l'*hydrocracking* nelle raffinerie. L'idroge-



no per i trasporti, il riscaldamento e l'energia sono tutti promettenti, ma il loro assorbimento è incerto e attualmente rappresenta meno dell'1% della domanda globale.

L'idrogeno non è quindi una fonte energetica, ma è un vettore: questo significa che sulla Terra non ci sono giacimenti di idrogeno, esistono tuttavia dei "serbatoi" di idrogeno che si presenta legato ad altri elementi. Ci sono tre serbatoi principali di idrogeno: il petrolio, il gas naturale e l'acqua. Nei primi due casi, per "liberare" l'idrogeno dobbiamo separarlo dal carbonio, e questo processo produce anidride carbonica, il gas serra che stiamo cercando di limitare, nel terzo caso invece, l'acqua, liberare l'idrogeno produce ossigeno come sottoprodotto. Scritto così, non c'è competizione: l'unico modo per riuscire a far diventare l'idrogeno una chiave della transizione energetica è ottenerlo dall'acqua, il famoso *green hydrogen*, tuttavia l'equazione non è così semplice come appare.

**“L'idrogeno è un vettore energetico altamente efficiente, immagazzinabile e trasportabile, con caratteristiche che lo rendono il candidato perfetto per essere utilizzato nei mercati dell'energia e dei trasporti**

Perché non è così semplice? Perché non possiamo produrre tutto l'idrogeno che vogliamo dall'acqua? Anche assumendo che l'acqua sia una risorsa infinita, e non lo è, assumendo che sia disponibile ovunque, e non lo è (pensiamo per esempio al continente africano), per produrre idrogeno dall'acqua si usa un processo chiamato elettrolisi, ovvero si applica corrente elettrica all'acqua che si decompone nei suoi elementi costituenti, idrogeno e ossigeno. Lo strumento che permette questo processo è l'elettrolizzatore, che attualmente può essere realizzato sulla base di tre tecnologie differenti: a celle elettrolitiche alcaline, a membrana polimerica o a ossidi solidi (questi ultimi meno diffusi perché sviluppati più recentemente).

Ma scomporre l'acqua richiede tanta energia elettrica, circa 55 kW per ogni chilo di idrogeno prodotto, e questa energia elettrica arriva dalla rete che per la maggior parte è sostenuta da centrali a combustibili fossili (gas naturale per le più evolute, carbone o olio per le più datate). Le reti elettriche nazionali sono alimentate anche da impianti rinnovabili, solari ed eolici, ma la quota parte che proviene da questi impianti è minore e comunque, al momento, non c'è capacità di riserva. Si deve anche considerare che l'energia elettrica da fonti rinnovabili non risulta disponibile in ugual misura (in termini di ore al giorno) alle fonti fossili da cui l'energia elettrica è tradizionalmente prodotta. Cosa significa? Significa che se domani installiamo un elettrolizzatore da 100 MW per produrre idrogeno,

quei 100 MW verranno da un incremento del carico delle centrali a combustibili fossili, risultando così in nuove emissioni di anidride carbonica. Insomma, produciamo idrogeno pulito (*green*) usando qualcosa che di pulito non ha nulla.

**“Per produrre 'idrogeno verde' ovvero 'pulito' si dovrebbero installare molti più impianti solari e eolici, così da avere più capacità in termini di energia elettrica 'pulita'**

La logica conseguenza che potrebbe derivare è che si debbano installare molti più impianti solari ed eolici così da avere più capacità in termini di energia elettrica "pulita". Il problema però è che per produrre come idrogeno *green* (dall'acqua) quantitativi in accordo alle proiezioni di consumo al 2050 dell'Hydrogen Council di 78 EJ/y (ExaJoule all'anno), bisognerebbe disporre di una capacità installata di circa 100/150 volte superiore a quella attualmente installata di 1,440 GW in impianti solari ed eolici. Questo non considera il consumo di energia elettrica diretto che rimane escluso dalla valutazione e deve essere aggiunto ai consumi menzionati sopra. Il bilancio è difficile da chiudere ed è per questo che bisogna considerare, almeno in una fase transitoria (una transizione alla transizione), di farsi supportare da idrogeno prodotto nel modo in cui è stato prodotto finora per usi industriali, ovvero per decomposizione di combustibili fossili attraverso processi detti di *reforming* (utilizzando i primi due serbatoi menzionati sopra, e per essere più specifici, il secondo – il gas naturale) i quali, come anticipato, producono anidride carbonica come sottoprodotto (da 9 a 12 tonnellate di anidride carbonica per ogni tonnellata di idrogeno prodotto).

Ma come fare quindi ad assicurarci la produzione di idrogeno che aspiriamo ad avere, per vedere effetti benefici sulla riduzione di anidride carbonica in atmosfera, se il processo produttivo ha come sottoprodotto questa stessa anidride carbonica che vogliamo diminuire?

La risposta c'è ed è anche semplice, almeno da un punto di vista tecnologico, si chiama *Carbon Capture*. Gli impianti di produzione idrogeno da *reforming* possono essere progettati (in progetti *green field*) oppure modificati (in progetti *brown field*) per integrare sistemi di cattura dell'anidride carbonica che poi può essere stoccata a lungo termine o, in alcuni casi, riutilizzata (si parla infatti di *carbon capture and storage* o di *carbon capture and utilization*): questi processi esistono, sono totalmente commerciali, e danno vita a quello che viene definito idrogeno *Blue*.

Nell'ambito della produzione di idrogeno da fonti fossili, esistono due tipi di *reforming* che dominano il mercato della produzione di questo vettore energetico, ovvero il *reforming* autotermico e lo *steam reforming*.



**“ Un’alternativa valida è la produzione dell’ idrogeno ‘blue’, prodotto dallo Steam Reforming dal gas naturale (per esempio con la tecnologia Wood) e rimuovendo l’ anidride carbonica prodotta attraverso tecnologie già dimostrate e commerciali di carbon capture and storage**

Il *reforming* autotermico prevede la produzione di idrogeno in presenza di un ossidante (i.e. ossigeno o aria) e di un catalizzatore, lo *steam reforming* invece di basa sulla reazione del combustibile fossile di alimentazione con vapor d’acqua, anche questo in presenza di un catalizzatore in fase solida: i due processi, ciascuno con i propri pro e contro, hanno in comune il fatto che, se adeguatamente progettati e ottimizzati, integrando sistemi di cattura sopra menzionati, emettono tra il 92% e il 97% in meno di anidride carbonica (i.e. quasi tutta l’anidride carbonica è catturata e stoccata).

Anche per la cattura dell’anidride carbonica dagli impianti idrogeno ci sono due opzioni principali: la cattura detta “pre-combustione”, con la quale l’anidride carbonica viene rimossa dal flusso di *syngas* in uscita dalla sezione di *water-gas shift*, dopo la separazione della condensa, a pressione relativamente elevata (25-30 barg), e la cattura detta “post-combustione”, cioè la rimozione dell’anidride carbonica dai fumi provenienti del reattore di *reforming*.

Le principali tecnologie per le applicazioni di pre-combustione includono: (i) ammine; (ii) carbonato di potassio caldo; (iii) solventi fisici; e (iv) Membrane

mentre nelle applicazioni basate su post-combustione i solventi che comunemente vengono considerati per la cattura dell’anidride carbonica sono solo di tipo chimico (e.g. ammine).

In generale, il costo di abbattimento dell’anidride carbonica dai gas di combustione è sostanzialmente superiore a quello da *syngas*, ma più efficiente e quindi la scelta è normalmente il risultato di un lavoro di ottimizzazione e integrazione che viene svolto dalle società che progettano questi impianti, sulla base delle caratteristiche di ciascun progetto specifico.

L’anidride carbonica catturata deve poi essere stoccata e/o riutilizzata. Lo stoccaggio e il riuso non sono certo temi secondari: essendo l’anidride carbonica un composto “pigro” (i.e. è molto poco reattivo), i suoi utilizzi industriali sono molto limitati e peraltro necessitano di quantità esigue rispetto alla possibile disponibilità. La via più battuta è quindi quella dello stoccaggio: in pozzi esausti, in caverne di sale, e comunque più in generale nel sottosuolo. Le tecnologie ci sono, sono provate e commerciali, le società che possiedono conoscenza e capacità per progettare e realizzare questi impianti ci sono: Wood è una di queste.

Wood è un licenziatario di impianti idrogeno da *steam reforming* con più di 60 anni di esperienza e più di 120 unità idrogeno progettate e, di fronte alle necessità derivanti dalla transizione energetica, la società ha risposto con diverse iniziative per adattare le proprie tecnologie alla crescente richiesta di ridurre le emissioni di anidride carbonica in atmosfera: tra le iniziative tecnologiche svolte all’interno di Wood, segnaliamo lo sviluppo di un processo di *steam reforming* applicato a bio-liquidi e gli schemi di produzione di idrogeno *blue* con riduzione delle emissioni di anidride carbonica nell’ordine del 95% rispetto ad un impianto tradizionale, senza impatti significativi sull’efficienza complessiva del processo e mantenendo dei costi di installazione estremamente competitivi.

Quindi cosa manca perchè l’idrogeno *blue* dia la via alla transizione energetica?

Manca il mercato.

Se produrre un chilo di idrogeno da *reforming*, senza cattura, il cosiddetto “idrogeno grigio”, costa circa 1 euro, produrre un chilo di idrogeno *blue* costa 1,50 euro, e inoltre bisogna trovare un luogo dove stoccare l’anidride carbonica catturata ... e l’idrogeno verde? Un chilo di idrogeno verde costa oggi giorno 5-7 euro.

Il risultato è semplice: nonostante la grande attenzione ai cambiamenti climatici, nonostante le tecnologie per iniziare il cambiamento ci siano, tutto si muove molto lentamente.

Se produrre un chilo di idrogeno pulito costa molto di più (da 1,5 a 7 volte) di un chilo di idrogeno grigio, chi paga questo divario? Le politiche sul clima, la carbon tax, gli incentivi sono al momento ancora non del tutto sviluppate.

Un’altra sfida è aumentare la quantità di idrogeno iniettata nelle reti esistenti: anche se diversi studi hanno dimostrato che concentrazioni di idrogeno relativamente basse (fino al 20% vol.) potrebbe-

**“ Per ridurre i costi di produzione dell'idrogeno, ancora molto alti, saranno necessari la Carbon Tax, gli incentivi, in ultima analisi la politica come veri “enablers” della transizione energetica**

le sulla possibilità di iniettare idrogeno nelle reti del gas per trasportare questo vettore tramite la rete esistente.

La Carbon Tax, gli incentivi, in ultima analisi, la politica, sono i veri “enablers” della transizione energetica: senza una politica comune, senza lo sforzo comune, parleremo di transizione energetica come di una eterna promessa.

### **Fonti:**

Hydrogen council: *Hydrogen Scaling up, A sustainable pathway for the global energy transition*  
[www.ourworldindata.org](http://www.ourworldindata.org)

ro non richiedere grandi investimenti o modifiche all'infrastruttura, deve ancora essere stabilita una legislazione chiara ed estesa a livello internaziona-



## Omar Bedani

Omar Bedani è Manager per le operazioni commerciali per i forni ('Fired Heaters') e per le tecnologie dell'idrogeno presso Wood da settembre 2019.

Ha conseguito un Master in Ingegneria Chimica al Politecnico di Milano (Italia) ed è entrato a far parte dell'eredità Foster Wheeler nel 2003 come ingegnere di processo.

Coinvolto nello sviluppo di progetti di Fired Heaters, ha maturato una significativa esperienza nella progettazione degli Steam Reformer Heaters per la produzione di idrogeno prima di passare per quasi 3 anni al Project Management per la stessa linea di prodotti. Inoltre ha anche trascorso 6 anni come Business Development Manager per la tecnologia di produzione di idrogeno e i Fired Heaters, due dei quali assegnati all'ufficio di Abu Dhabi.



## Fabio Ruggeri

Fabio Ruggeri è Manager del settore Tecnologie di Processo con oltre 15 anni di esperienza nella Wood nell'ambito della Tecnologia e del Prodotto.

La sua esperienza copre la progettazione di processi di raffinazione e di unità chimiche, ed è autore di numerosi articoli. Esperto nella tecnologia dell'idrogeno, ha anche esperienza nello sviluppo di tecnologie di processo focalizzate sulla rimozione di gas acidi e sulla produzione di gas naturale sostitutivo.



## Valentina Depetri

Valentina Depetri è Principal Technology Process Engineer nel gruppo Tecnologie della Wood, con una Laurea Magistrale in Ingegneria Chimica presso il Politecnico di Milano.

Dopo essere entrata a far parte della Wood nel 2016, ha avuto l'opportunità di occuparsi della progettazione di processo di unità a idrogeno e SNG per Clienti nazionali e internazionali, oltre a partecipare allo sviluppo delle iniziative dell'Azienda per l'idrogeno pulito.

## Hydrogen and energy transition: why this isn't reality (yet)

The Energy transition is going to be a unprecedented change in the energy system, at least in the last 100 years. Hydrogen is perceived as the real enabler to the energy transition but, despite the great focus on it, we don't see hydrogen projects “at scale” yet, somehow driven by the energy transition.

What's the reason for the mismatch between the talk and the facts? What is precluding hydrogen from being largely adopted in the energy market in the short term?

The answer is simple: Hydrogen is not a source of energy, it is an energy vector. It is not available on Earth like the natural gas or the oil, it has to be extracted from something else and this inevitably results in costs as well as potential environmental impact.



# GARBARINO®

**CENTRIFUGAL AND POSITIVE DISPLACEMENT PUMPS  
FOR  
MARINE-OFFSHORE-NAVY-INDUSTRY**



[www.pompegarbarino.com](http://www.pompegarbarino.com)

**Pompe Garbarino S.p.A.** Via Marengo, 44 - 15011 Acqui Terme (AL) - Italy - Tel. +39 0144 388671 - [info@pompegarbarino.it](mailto:info@pompegarbarino.it)

# Hydrogen and its thermodynamic modeling

Accurate modeling of the thermodynamic properties of  $H_2$  and its mixtures with other gases (e.g., natural gas) is essential for the efficient design of the processes involved in the hydrogen value chain

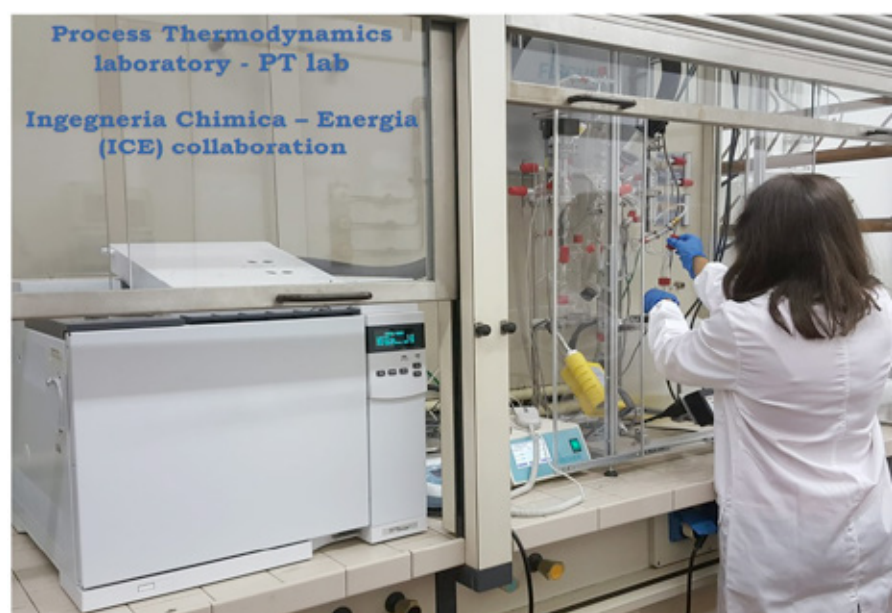
**Laura Annamaria Pellegrini**,  
Full Professor of Chemical Plants  
**Giorgia De Guido**, Assistant Professor  
Politecnico di Milano

**T**he Group on Advanced Separation Processes & GAS Processing (GASP) carried out a comparative analysis on different Equations of State to provide some guidelines in the selection of the most reliable thermodynamic model for the correct characterization of pure hydrogen and its mixtures with natural gas.

The interest in hydrogen ( $H_2$ ) as a clean, environmentally-friendly fuel and energy carrier of the future has grown in many countries and initiated comprehensive research, development and demonstration activities with the main objective of scaling up technologies and bringing down costs to allow hydrogen to become widely used.

Hydrogen is the lightest element in the universe. At standard temperature and pressure conditions, it is a colorless, odourless and non-toxic diatomic gas. It is characterized by a high energy density, which makes it valuable as an energy carrier: indeed, 1 kg of hydrogen contains ca. 2.5 times more energy than the same mass of natural gas. One of its drawbacks is its low density, which makes it necessary to either compress or liquefy it for any practical application.

The phase diagram of hydrogen is shown in **Figure 1** (left), where the triple point (dot at 13.952 K and 7.7 kPa)<sup>1</sup> and the critical point (triangle at 33.19 K and 1.315 MPa)<sup>1</sup> are marked.



The Process Thermodynamics laboratory (PT lab) of Politecnico di Milano aims at collecting experimental data of fluid phase equilibria also for strongly non-ideal systems, for which data are not available in the literature

**“If the potential for a boom in the global hydrogen economy is realized, there will be an increase in the need for accurate hydrogen thermodynamic property standards**

$H_2$  can be considered an ideal gas over a wide range of (not too low) temperatures and (not too high, up to 10 MPa)<sup>2</sup> pressures. However, at some point, its thermodynamic behavior deviates from the ideal one and it will act like a real gas. Such a behavior can be described by means of suitable thermodynamic models, such as cubic Equations of State (EoSs).

Another interesting information about hydrogen, not all people may be aware of, is that it is a quantum gas that exists in two possible isomeric forms,<sup>1</sup> namely ortho- and para-hydrogen (respectively denoted by o- $H_2$  and p- $H_2$  in the following). The difference between the two forms

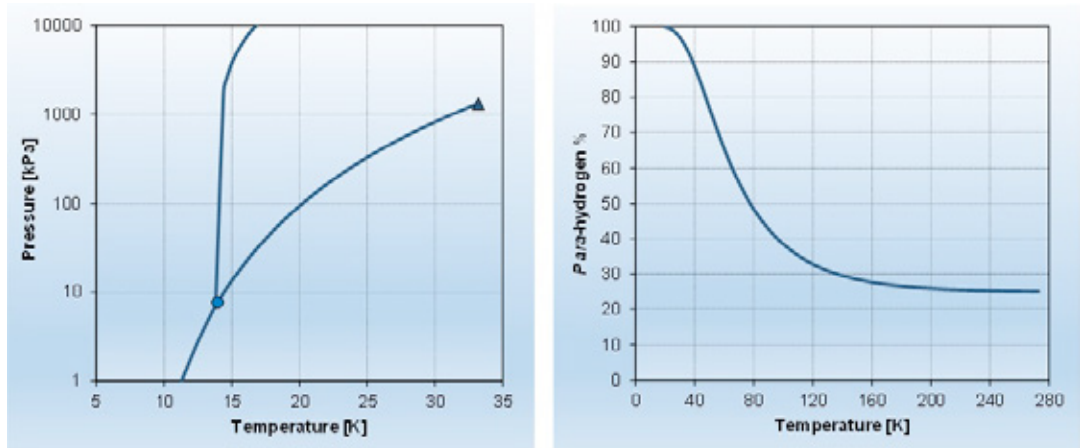


Figure 1. Phase diagram of H<sub>2</sub> (left) and the ratio of para- to ortho-hydrogen as a function of temperature (right).

relies in the spins of the two protons of a H<sub>2</sub> molecule, which are either aligned parallel (ortho) or anti-parallel (para).

The existence of the two forms was proven experimentally in 1929 by Bonhoeffer and Harteck<sup>3</sup> and the partition depends upon the temperature. Para-hydrogen corresponds to a lower rotational energy, therefore it is the equilibrium hydrogen at low temperatures (about 20 K). As the temperature is increased, the concentration of para-hydrogen decreases and at room temperature hydrogen is a mixture of approximately 75% o-H<sub>2</sub> and 25% p-H<sub>2</sub>; this 3:1 distribution ratio is defined as normal-hydrogen (n-H<sub>2</sub>). This is shown in **Figure 1** (right),

in which the percentage of para-hydrogen at different temperatures in the range 20 – 273 K is plotted based on the tabulated values reported by Harkness and Edwards.<sup>4</sup> In the absence of special catalysts or distillation techniques, ortho-hydrogen cannot naturally exist

in a pure form. The largest difference among the various forms of H<sub>2</sub> occurs in calorific properties and other properties (e.g., the vapor pressure) near the critical region.

If the potential for a boom in the global hydrogen economy is realized, there will be an increase in the need for accurate hydrogen thermodynamic property standards.

This work addresses the question: Which thermodynamic model should be selected when dealing with process simulations involving hydrogen? To find an answer to it, a simple but important property, namely the vapor pressure, has been chosen to compare the performances of different thermodynamic models in predicting it with the aim of providing some guidelines for selecting the most suitable model. This comparative analysis has been also extended to mixtures of hydrogen and natural gas based on vapor-liquid equilibrium (VLE) data available in the literature. The most suitable EoS has, then, been used to investigate the effect on some properties due to the addition of hydrogen to a natural gas mixture.

## Thermodynamic models

In order to assess the reliability of the thermodynamic models in predicting the vapor pressure of H<sub>2</sub> as a function of the temperature, experimental data available in the literature have been collected for both p-H<sub>2</sub><sup>5,6</sup> and n-H<sub>2</sub><sup>7-16</sup>.

The following EoSs have been considered in this work:

- the Peng-Robinson Equation of State (PR EoS);<sup>17</sup>
- the Soave-Redlich-Kwong Equation of State (SRK EoS);<sup>18</sup>
- the Peng-Robinson Stryjek-Vera Equation of State (PRSV EoS);<sup>19</sup>
- the Zudkevitch-Joffe Equation of State (ZJ EoS);<sup>20</sup>
- the Modified Benedict-Webb-Rubbin Equation of State (MBWR EoS);<sup>21</sup>
- the new fundamental EoSs developed in 2009 by Leachman et al.<sup>1</sup> (Leachman EoS).

The PR EoS<sup>17</sup> and the SRK EoS<sup>18</sup> are widely used for many engineering applications. It is interesting to point out that, as reported by Gunn et al.<sup>22</sup>, it is possible to use a correction on the critical parameters so that the critical temperature and pressure are modified as a function of the temperature. In the following, the specification “Modified” and “Un-modified” will be used to refer to calculations performed by, respectively, modifying or leaving unchanged the critical temperature and pressure for hydrogen. The PRSV EoS is a two-fold modification of the PR EoS that extends the application of the original PR method for moderately non-ideal systems. It is reported to have the potential to better predict the phase behavior of hydrocarbons<sup>19</sup> and it is recommended for cryogenic systems. It has been selected in this analysis because cryogenic conditions are encountered in hydrogen liquefaction, which requires cooling it down to around 20 K.

The ZJ EoS is a modification of the original Redlich-Kwong (RK)<sup>23</sup> EoS and it was developed to calculate phase equilibria in pure and multicomponent systems.<sup>20</sup> It is particularly accurate near and above the critical point of components like light hydrocarbons, hydrogen, carbon dioxide and hydrogen sulphide and it is recommended for systems containing high quantities of hydrogen to which special treatment is given because of its quantum behavior.

## Which thermodynamic model should be selected when dealing with process simulations involving hydrogen?



Historic Building of the Politecnico di Milano

The MBWR EoS is a 32-term EoS<sup>24</sup> applicable only to a specific set of pure components (e.g., argon, methane, ethylene, hydrogen) and in a specific range of operating conditions (for hydrogen, 14 to 400 K and up to 120 MPa). It is particularly recommended for hydrogen liquefaction.

The EoSs developed by Leachman et al.<sup>1</sup> for the different forms of hydrogen are explicit in the Helmholtz free energy and are reported to be valid from the triple-point temperatures to 1000 K and for pressures up to 2000 MPa.

The performances of the considered models have been compared by computing the percent Average Absolute Deviation (AAD<sub>%</sub>):

$$AAD_{\%} = \frac{100}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|P_{exp,i} - P_{calc,i}|}{P_{exp,i}}$$

where  $n$  refers to the number of data points and  $P_{exp}$  and  $P_{calc}$ , respectively, denote the experimental and calculated values of the vapor pressure.

## Results

**Figure 2** illustrates the results obtained when calculating the vapor pressure at different temperatures using the thermodynamic models considered in this work. Among them, the Modified PR EoS overestimates the

vapor pressure for both forms of hydrogen, whereas the Un-modified PR EoS, the Un-modified SRK EoS and the PRSV EoS underestimate it. The models that show the best performances are the ZJ EoS, the MBWR EoS and the Leachman EoS. The AAD<sub>%</sub> calculated on all the experimental data available for each form of hydrogen is shown in **Figure 3**. By looking at it, it is possible to observe that the lowest deviations of the calculated vapor pressure from the experimental values are obtained with the ZJ EoS, the MBWR EoS, and the EoS by Leachman et al.,<sup>1</sup> which exhibit AAD<sub>%</sub> values of 2.4 %, 0.1 % and 14.5 %, respectively, for p-H<sub>2</sub> and of 2.3 %, 3.9 % and 1.7 %, respectively, for n-H<sub>2</sub>.

Considering the proposals of injecting H<sub>2</sub> in the natural gas network, it is also interesting to deal with the system H<sub>2</sub> + natural gas. Various studies have shown that most parts of the natural gas system can cope well with hydrogen addition of up to 10 %, with no adverse effects. In this work, the mixture H<sub>2</sub> + methane has been considered first, assuming that natural gas consists of pure methane. This binary system is of Type III according to the classification of Van Konynenburg and Scott,<sup>25</sup> which means that the critical curve is not a continuous line that extends from the critical point of one component to the critical point of the other one that is the simplest case corresponding to a Type I behavior. This system has been studied by comparing the capability of the EoSs reported above (except for the MBWR EoS and the

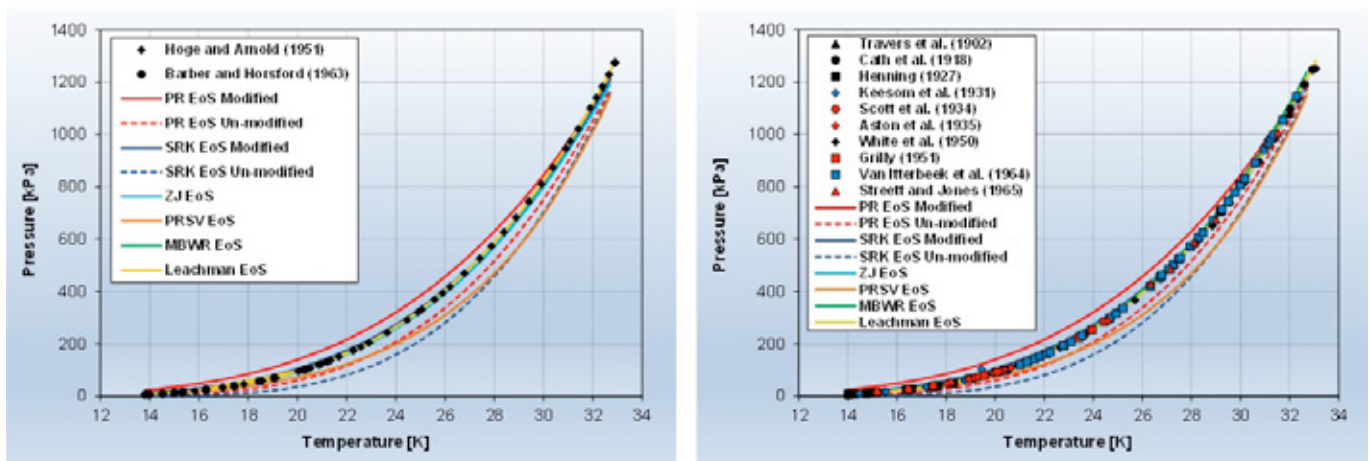


Figure 2. Comparison between the vapor pressure calculated with the different thermodynamic models (different lines, as specified in the legend) and the data (symbols) available in the literature for p-H<sub>2</sub> (left) and n-H<sub>2</sub> (right).

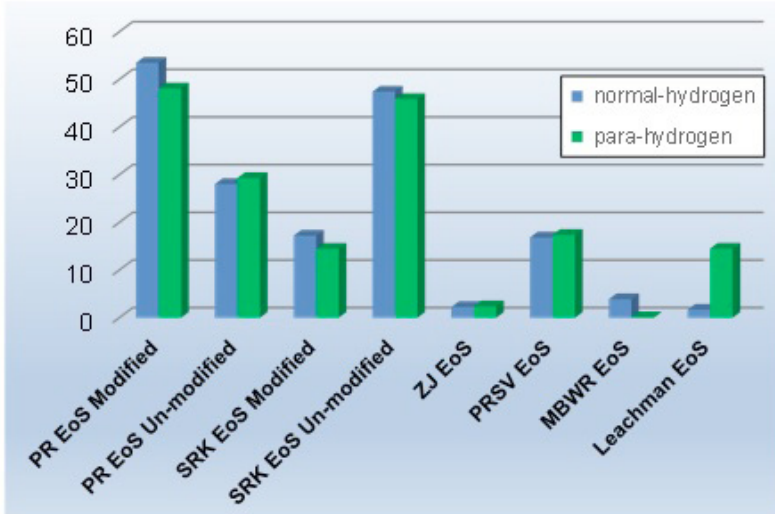


Figure 3. Overall AAD<sub>%</sub> for the different thermodynamic models compared for the calculation of the hydrogen vapor pressure.

Leachman EoS, which apply to pure hydrogen only) in reproducing the VLE data available in the literature. The work by Tsang et al.<sup>26</sup> has been considered to this purpose, which presents isothermal VLE data for temperatures in the range 92.3 – 180 K. **Figure 4** shows the results on isothermal pressure-composition diagrams at two selected temperatures, which suggest that the ZJ EoS is the one that exhibits the best performances.

Therefore, the ZJ EoS has been selected to investigate how the addition of H<sub>2</sub> to different extents in the range 0.2 mol.% to 10 mol.% affects the properties of natural gas (NG), assumed to consist of 99.554 % methane, 0.065 % ethane, 0.023 % propane, 0.001 % n-butane, 0.008 % i-butane, 0.003% n-pentane, 0.006 % i-penta-

ne, 0.296 % nitrogen and 0.044 % carbon dioxide (on a molar basis). **Figure 5** illustrates the results for the mixture density and Higher Wobbe Index showing a decrease for both as the hydrogen content in natural gas increases.

## Conclusions

This work demonstrates the importance of selecting the most suitable thermodynamic model for the specific system of interest to obtain reliable results of process simulation. This has been proven with reference to a simple but key property for many separations, i.e. the vapor pressure, and for a compound like hydrogen, which has recently attracted a huge interest from many governments and companies<sup>27</sup>. Equations of State that have been used by engineers for many years and work well with hydrocarbon systems do not perform as well with hydrogen, for which the vapor pressure at diffe-

**“The Group on Advanced Separation Processes & GAS Processing (GASP) carried out a comparative analysis on different Equations of State to provide some guidelines in the selection of the most reliable thermodynamic model for the correct characterization of pure hydrogen and its mixtures with natural gas**

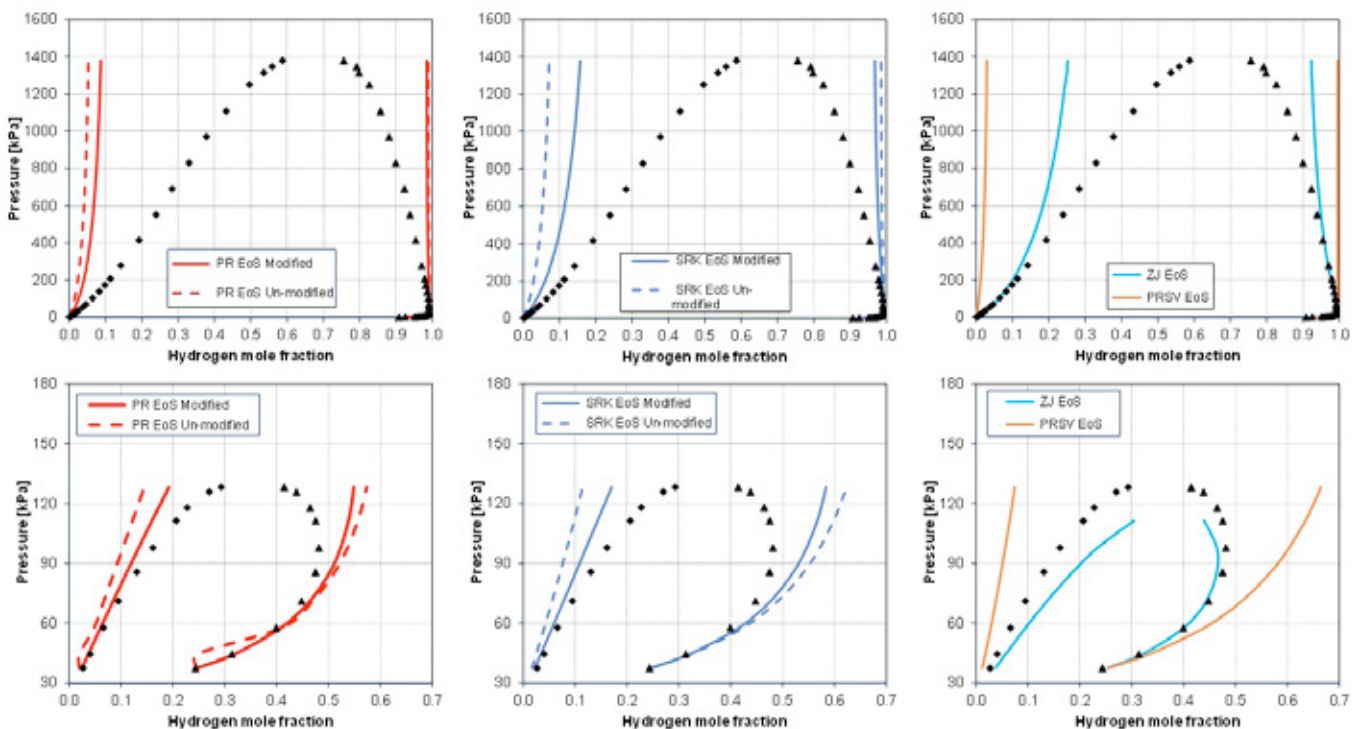


Figure 4. Pressure-composition diagram for the system H<sub>2</sub> + methane at 92.3 K (upper row) and 170 K (lower row). Symbols refer to experimental data available in the literature,<sup>26</sup> whereas lines refer to the results of different EoSs (as specified in each legend).



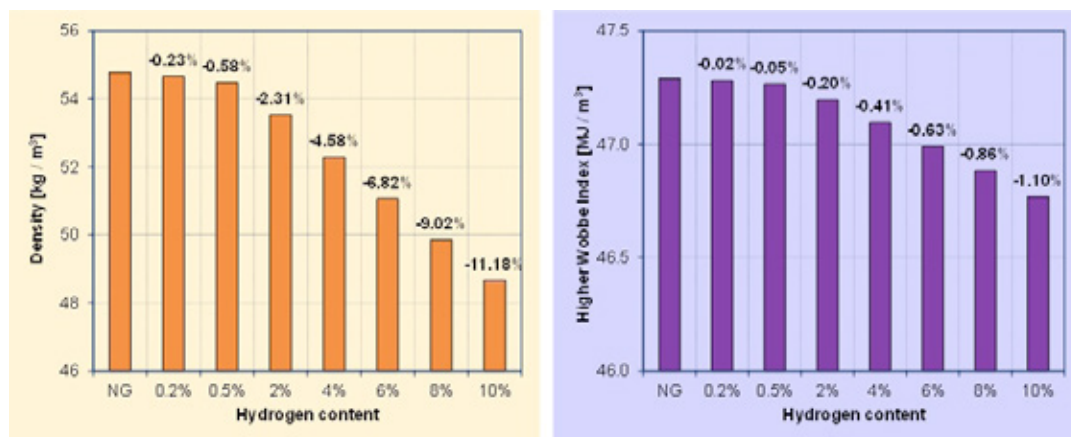


Figure 5. Effect of the H<sub>2</sub> content (0.2 - 10 mol.%) on the density (left) and Higher Wobbe Index (right) of natural gas

rent temperatures is better estimated by means of the MBWR EoS,<sup>24</sup> fundamental EoSs developed ad-hoc for the specific pure component, like the one presented by Leachman et al.<sup>1</sup>, or the ZJ EoS.<sup>20</sup> The latter thermodynamic model has proved to work well also in predicting vapor-liquid equilibrium data for the binary system hydrogen + methane, which deserves attention considering the numerous recent studies on the hydrogen use in the natural gas distribution system.

## References

- Leachman, J.W., Jacobsen, R.T., Penoncello, S., Lemmon, E.W., 2009. Fundamental equations of state for parahydrogen, normal hydrogen, and orthohydrogen. *Journal of Physical and Chemical Reference Data* 38(3), 721-748.
- Verfondern, K., 2008. Safety consideration on liquid hydrogen.
- Bonhoeffer, K.F., Harteck, P., 1929. Über Para- und Orthowasserstoff. *Zeitschrift für Physikalische Chemie* 4B(1), 113-141.
- Harkness, R.W., Deming, W.E., 1932. The equilibrium of para and ortho hydrogen. *Journal of the American Chemical Society* 54(7), 2850-2852.
- Hoge, H.J., Arnold, R.D., 1951. Vapor pressures of hydrogen, deuterium, and hydrogen deuteride and dew-point pressures of their mixtures. *Journal of Research of the National Bureau of Standards* 47(2), 63-74.
- Barber, C., Horsford, A., 1963. The determination of the boiling and triple points of equilibrium hydrogen and its vapour pressure-temperature relation. *British Journal of Applied Physics* 14(12), 920-923.
- Travers, M., Jaquerod, A., Senter, G., 1902. Part I. Pressure Coefficients of Hydrogen and Helium; Part II. Vapour Pressures of Liquid Oxygen; Part III. Vapour Pressures of Liquid Hydrogen. *Proceedings of the Royal Society of London*, 484-491.
- Cath, P., Crommelin, C., Onnes, H.K. In: Isothermals of diatomic substances and their binary mixtures. XIX. A preliminary determination of the critical point of hydrogen, KNAW, *Proceedings*, 1918; pp. 178-184.
- Henning, F., 1927. Tensions- und Widerstandsthermometer im Temperaturgebiet des verflüssigten Stickstoffs und Wasserstoffs. *Zeitschrift für Physik* 40(10), 775-785.
- Keesom, W., Bijl, A., van der Horst, H., 1931. Determination of the Boiling Points and the Vapour-Pressure Curves of Normal Hydrogen and of Para-Hydrogen. *The Normal Boiling Point of Normal Hydrogen as a Basic Point in Thermometry. Commun. Kamerlingh Onnes Lab. Univ. Leiden* (217A), 1-9.
- Scott, R., Brickwedde, F., Urey, H.C., Wahl, M., 1934. The vapor pressures and derived thermal properties of hydrogen and deuterium. *The Journal of Chemical Physics* 2(8), 454-464.
- Aston, J., Willingham, E., Messerly, G.H., 1935. Heat Capacities and Entropies of Organic Compounds. I. A Thermodynamic Temperature Scale in Terms of the Copper-Constantan Thermocouple from 12 to 273° K. *Journal of the American Chemical Society* 57(9), 1642-1646.
- White, D., Friedman, A.S., Johnston, H.L., 1950. The Vapor Pressure of Normal Hydrogen from the Boiling Point to the Critical Point. *Journal of the American Chemical Society* 72(9), 3927-3930.
- Grilly, E., 1951. The Vapor Pressures of Hydrogen, Deuterium and Tritium up to Three Atmospheres. *Journal of the American Chemical Society* 73(2), 843-846.
- Van Itterbeek, A., Verbeke, O., Theewes, F., Staes, K., De Boelpaep, J., 1964. The difference in vapour pressure between normal and equilibrium hydrogen. Vapour pressure of normal hydrogen between 20 K and 32 K. *Physica* 30(6), 1238-1244.
- Streett, W., Jones, C., 1965. Liquid phase separation and liquid-vapor equilibrium in the system neon-hydrogen. *The Journal of Chemical Physics* 42(11), 3989-3994.
- Peng, D.-Y., Robinson, D.B., 1976. A new two-constant equation of state. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals* 15(1), 59-64.
- Soave, G., 1972. Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state. *Chemical Engineering Science* 27(6), 1197-1203.
- Stryjek, R., Vera, J., 1986. PRSV—An improved Peng-Robinson equation of state with new mixing rules for strongly nonideal mixtures. *The Canadian Journal of Chemical Engineering* 64(2), 334-340.
- Zudkevitch, D., Joffe, J., 1970. Correlation and prediction of vapor-liquid equilibria with the Redlich-Kwong equation of state. *AIChE Journal* 16(1), 112-119.
- Jacobsen, R.T., Stewart, R.B., 1973. Thermodynamic properties of nitrogen including liquid and vapor phases from 63K to 2000K with pressures to 10,000 bar. *Journal of Physical and Chemical Reference Data* 2(4), 757-922.
- Gunn, R., Chueh, P., Prausnitz, J., 1966. Prediction of thermodynamic properties of dense gas mixtures containing one or more of the quantum gases. *AIChE Journal* 12(5), 937-941.

23. Redlich, O., Kwong, J.N., 1949. On the thermodynamics of solutions. V. An equation of state. Fugacities of gaseous solutions. *Chemical Reviews* 44(1), 233-244.
24. Johnson, J.K., Zollweg, J.A., Gubbins, K.E., 1993. The Lennard-Jones equation of state revisited. *Molecular Physics* 78(3), 591-618.
25. Van Konynenburg, P., Scott, R., 1980. Critical lines and phase equilibria in binary van der Waals mixtures. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences* 298(1442), 495-540.
26. Tsang, C.Y., Clancy, P., Calado, J.C.G., Streett, W.B., 1980. Phase equilibria in the  $H_2/CH_4$  system at temperatures from 92.3 to 180.0 K and pressures to 140 MPa. *Chemical Engineering Communications* 6(6), 365-383.
27. Spatolisano, E., De Guido, G., Pellegrini, L.A., Calemma, V., de Angelis, A.R., Nali, M., 2022. Process sensitivity analysis and techno-economic assessment of hydrogen sulphide to hydrogen via  $H_2S$  methane reformation. *Journal of Cleaner Production* 330, 129889.



## Laura Annamaria Pellegrini

Laura Annamaria Pellegrini is Full Professor of Chemical Plants at Politecnico di Milano, where she teaches “Unit Operations of Chemical Plants” to Chemical Engineering students.

At the Dipartimento di Chimica, Materiali e Ingegneria Chimica “Giulio Natta” she leads GASP (“Group on Advanced Separation Processes & GAS Processing”), a group involved in research activities and projects regarding process design for separations and reacting systems. The most recent research topics are:  $CO_2$  capture by chemical/physical absorption or by cryogenic techniques, purification of sour gases,  $H_2S$  valorization, downstream separations in bioprocesses, cost breakdown analysis for hydrogen and ammonia value chains. The focus is both on the process simulation, with particular attention to energy saving, and on the thermodynamic characterization of the systems, by the choice and the proper calibration of Equations of State, mixing rules and methods. Moreover, the “Process Thermodynamics laboratory - PT lab” allows collecting experimental data of fluid phase equilibria also for strongly non-ideal systems, for which data are missing in the literature.

Laura Pellegrini has a significant scientific production of more than 200 publications. She is the inventor of patents on the removal of  $CO_2$  from acid gas and on downstream separations in bioprocesses.

She has collaborations in Italy and worldwide and has been managing many research contracts between Politecnico di Milano and external companies, mainly Oil and Gas Companies and Engineering groups.



## Giorgia De Guido

Giorgia De Guido is Assistant Professor at Politecnico di Milano, where she teaches “Chemical Processes and Technologies” to Energy Engineering students. She works in the “Group on Advanced Separation Processes & GAS Processing” (GASP) at Dipartimento di Chimica, Materiali e Ingegneria Chimica “Giulio Natta”.

Her research activity and scientific publications concern thermodynamics, modeling and simulation of separation processes and of reactive systems under both steady state and dynamic conditions. As for thermodynamics, she deals with different types of phase equilibria, including those in the presence of solids, for which calculation programs have been developed for a correct representation of the system. This plays a key role in the study of novel low-temperature/cryogenic technologies developed for the purification of high  $CO_2$ -content gases/biogas. Giorgia studies these technologies, together with conventional and hybrid processes, in order to define the optimal process scheme based on energy and exergy analyses. She is also involved in projects that deal with the study of less conventional processes, such as isotopes separation by cryogenic distillation and separations of products from bioprocesses.

## L'idrogeno e la modellazione termodinamica

Idrogeno verde, idrogeno blu, idrogeno grigio, ... Si sente sempre più frequentemente accostare il nome di questo elemento, il primo della tavola periodica, a colori che vengono assegnati per definire il modo in cui viene estratto dalle molecole in cui è combinato. Come mai?

L'idrogeno è sicuramente uno dei principali protagonisti della strategia di decarbonizzazione europea: si parla, infatti, di “economia dell'idrogeno” per riferirsi a un'economia basata sull'idrogeno come vettore energetico. Con ciò si intende che questo elemento può trasportare energia prodotta da diverse fonti a grandi distanze e in grandi quantità. Sono, inoltre, numerose le iniziative e i progetti che mirano ad accelerare la diffusione dell'idrogeno nel mix energetico nazionale per raggiungere i target italiani ed europei al 2050 di neutralità climatica. Tra i possibili utilizzi dell'idrogeno si candidano le celle a combustibile (fuel cells), l'applicazione al settore del trasporto per una mobilità sostenibile, la sua iniezione o blending nella rete gas locale.

Da un punto di vista termodinamico, l'idrogeno può essere considerato un gas ideale a pressioni e temperature non troppo elevate ma, quando viene raffreddato o compresso, si comporta come un gas reale. Per una corretta modellazione dei processi che coinvolgono l'idrogeno, per esempio la sua liquefazione, è importante selezionare il modello termodinamico che meglio ne rappresenti il comportamento. Questo lavoro prende in considerazione diverse equazioni di stato con l'obiettivo di valutarne l'accuratezza nel riprodurre il comportamento termodinamico dell'idrogeno puro e di sue miscele con il metano/gas naturale.

# Come la trasformazione digitale promuove risultati sostenibili nell'industria chimica

Tool come analisi dei dati, simulazione di processo e digital twins stanno aiutando gli operatori del settore chimico a ridurre consumi energetici e scarti, migliorare la circolarità e scoprire nuovi processi maggiormente sostenibili

**Stephen Reynolds,**  
Industry Principal – Chemicals, AVEVA

Il comparto della chimica si trova sotto una costante pressione per riuscire a rispettare obiettivi ambientali molto impegnativi, con le aziende chiamate a migliorare la loro sostenibilità pur restando redditizie e competitive.

Gli impianti stanno diventando più grandi, complessi e strettamente integrati, mentre l'engineering fa di tutto per riuscire a lanciare rapidamente nuovi prodotti sul mercato in maniera sostenibile.

Molte aziende chimiche lavorano con processi vecchi di decenni, che nel tempo sono stati ottimizzati in termini di affidabilità e redditività. La sfida è adesso quella di riuscire a sviluppare nuovi processi che risultino competitivi rispetto a quelli più maturi, pur

**“La sfida è riuscire a sviluppare nuovi processi che risultino competitivi rispetto a quelli più maturi, pur risolvendo aspetti chiave legati alla sostenibilità”**



risolvendo aspetti chiave legati alla sostenibilità come l'aumento dei contenuti riciclabili e la riduzione delle emissioni e degli scarti.

## La trasformazione digitale supporta gli obiettivi di sostenibilità

Un recente sondaggio realizzato da AVEVA ha evidenziato come la sostenibilità sia destinata a promuovere l'innovazione nel prossimo triennio, con l'85% dei responsabili intervistati intenzionato a pianificare investimenti a favore della digitalizzazione per raggiungere i rispettivi obiettivi ESG (Environmental, Social, Governance).

La trasformazione digitale può tracciare anche un percorso verso il miglioramento della sostenibilità rendendo più efficace il processo decisionale e incrementando l'ottimizzazione delle performance in tempo reale – il che conduce a una riduzione di consumi energetici, scarti ed emissioni. Tutto questo si ottiene attraverso gli *insight* prodotti attraverso

so l'uso di tecnologie come l'intelligenza artificiale (AI), la simulazione di processo, il *cloud computing*, l'analisi dei big data e i gemelli digitali: è da qui che scaturiscono le informazioni sul funzionamento corrente dei sistemi e la previsione dei comportamenti futuri.

Disporre di dati rapidi e precisi su quanto accade all'interno dell'azienda e sui miglioramenti che nuovi processi potrebbero mettere a disposizione può aiutare a ridurre i costi operativi e di manutenzione di circa il 20% e i costi del combustibile del 28%, aiutando le aziende a compiere un ulteriore passo avanti verso il raggiungimento degli obiettivi ESG in termini di impatto zero o economia circolare.

**“La trasformazione digitale può tracciare anche un percorso verso il miglioramento della sostenibilità rendendo più efficace il processo decisionale e incrementando l'ottimizzazione delle performance in tempo reale – il che conduce a una riduzione di consumi energetici, scarti ed emissioni**

Eastman Chemicals, per esempio, ha sostituito i documenti legacy con un sistema data-centric che ha migliorato la collaborazione, l'agilità e l'efficienza. A sua volta ciò ha aiutato l'azienda a sviluppare nuove tecnologie sostenibili che permettono di aumentare continuamente il contenuto riciclabile all'interno dei suoi prodotti.

## **Simulazione di processo: uno strumento importante nel toolkit per la sostenibilità**

La simulazione di processo è una componente importante nel toolkit di trasformazione digitale di un'industria chimica, dal momento che permette agli ingegneri di analizzare rapidamente sistemi complessi e introdurre nuovi processi.

Le ultime tecnologie di simulazione rendono possibile un confronto decisamente più rapido degli scenari di design rispetto ai risultati operativi desiderati, dall'aumento di efficienza ai miglioramenti della sicurezza passando per l'impatto di carbonio.

Covestro, un produttore di plastiche e polimeri, ha ricavato vantaggi dalla simulazione di processo in molti modi, compreso l'incremento dell'efficienza energetica dei propri impianti brownfield presenti in Germania.

**“Si è trattato di uno strumento importante per poter migliorare la nostra efficienza energetica e, di conseguenza, la nostra sostenibilità; per questo ne espanderemo l'utilizzo anche al di fuori della Germania”, ha ricordato Christian Redepenning, Global Technology Expert di Covestro, in occasione di un recente webinar dedicato alla simulazione di processo nel comparto chimico.**

La simulazione di processo è stata qui adoperata per determinare direttamente quale potesse essere il processo maggiormente efficiente in termini energetici per poi confrontarlo con quello esistente. Ciò ha evidenziato dove si trovassero i punti di inefficienza e le opportunità di miglioramento.

La simulazione di processo è anche in grado di velocizzare l'innovazione permettendo alle aziende di aumentare la sostenibilità dei loro processi e/o prodotti con più rapidità, ha aggiunto Redepenning.

## **La produzione di idrogeno diventa più sostenibile**

Tra le principali materie prime usate nel settore chimico, l'idrogeno è un elemento la cui produzione è attualmente associata a un forte impatto in termini di carbonio. In futuro la richiesta andrà in direzione di un impatto limitato o addirittura nullo per poter rispettare gli obiettivi di emissioni zero, ma riuscire ad attraversare lo spettro delle varie sfumature cromatiche della produzione di idrogeno fino ad arrivare al tanto desiderato verde non è cosa facile. Quando si considera il modo in cui vengono sviluppati i nuovi materiali per il sequestro del carbonio o i nuovi catalizzatori per la produzione dell'idrogeno, tutto prende il via con aziende che compiono esperimenti su piccola scala dove i materiali sono prodotti a livelli di grammo o microgrammo. Ma quando si passa su scala industriale, allora occorrono tonnellate o milioni di tonnellate, sottolinea Dawid Hanak, Senior Lecturer della Cranfield University.

Prendiamo per esempio Aker Carbon Capture. La sua implementazione di una singola piattaforma di engineering ha contribuito a ottimizzare l'efficienza e la sostenibilità d'impianto abbattendo i silos di dati e aumentando l'efficienza del design e dell'engineering. Avvalendosi di tecnologie integrate per la progettazione e l'esecuzione di progetto in cloud, Aker è stata in grado di migliorare la collaborazione tra i team ottenendo una superiore efficienza

nell'engineering, con la conseguenza di poter dimezzare i tempi di consegna delle nuove facility per la cattura del carbonio.

## La digitalizzazione promuove la sostenibilità

Aumentare la circolarità e la sostenibilità è una sfida decisiva che il comparto chimico sta affrontando con grande convinzione.

Che si tratti di adottare fonti rinnovabili per alimentare un impianto piuttosto che di ridurre e riciclare gli scarti o valutare la produzione di materie prime maggiormente sostenibili, è semplice constatare come la digitalizzazione possa essere d'aiuto.

I migliori provider tecnologici possono fornire la

**“I migliori provider tecnologici possono fornire la consulenza e gli strumenti che occorrono per fare in modo che la vostra azienda possa iniziare il proprio percorso di sostenibilità al meglio”**

consulenza e gli strumenti che occorrono per fare in modo che la vostra azienda possa iniziare il proprio percorso di sostenibilità al meglio. Dal design e dalla pianificazione fino al funzionamento di un impianto su scala reale, esiste una serie di soluzioni che possono aiutare gli operatori del settore chimico a centrare i loro obiettivi di sostenibilità.



### Stephen Reynolds

Stephen Reynolds è Chemicals Industry Principal all'AVEVA. Vanta vent'anni di esperienza nel settore dell'ingegneria chimica, specializzata in processi di polietilene, polipropilene, metacrilato e fenolo. Durante la sua lunga carriera ha lavorato nell'ambito dell'engineering, delle operation excellence facilitation e dell'operation management. Prima della sua attuale posizione in AVEVA, Reynolds ha fatto parte di OSIsoft per cinque anni. Ha conseguito una laurea in Ingegneria Chimica presso la Texas A&M.

## How digital transformation drives sustainable results in the chemical industry

Tools such as data analysis, process simulation and digital twins are helping chemical operators to reduce energy consumption and waste, improve circularity and discover new, more sustainable processes.

The challenge now is to be able to develop new processes that are competitive with more mature ones, while solving key aspects linked to sustainability such as the increase in recyclable contents and the reduction of emissions and waste.

Digital transformation can also chart a path towards improving sustainability by making decision-making more effective and by increasing real-time performance optimization - which leads to a reduction in energy consumption, waste and emissions.

The latest simulation technologies make it possible to compare design scenarios very rapidly, from efficiency gains to safety improvements and to carbon footprint.

The best technology providers can provide the advice and tools needed to ensure that your company can start its sustainability journey in the best possible way. From design and planning to the operation of a full-scale plant, there are a number of solutions that can assist chemical operators in the chemical industry to achieve their sustainability goals.

# Termomeccanica Pompe is part of ITER, the world's largest experiment on the path to clean fusion energy



Tokamak building at Caradache - France

ITER, a unique project that aims at building and testing the world's largest magnetic fusion device designed to prove the feasibility of fusion as a large-scale and carbon-free source of energy, based on the same principle that powers our Sun and stars

**Fabrizio Cademartori**, Structural Design Department Manager  
Termomeccanica Pompe

**I**TER (International Thermonuclear Experimental Reactor) is a unique project that aims at building and testing the world's largest tokamak, a magnetic fusion device designed to prove the feasibility of fusion as a large-scale and carbon-free source of energy based on the same principle that powers our Sun and stars. The experimental campaign to be carried out is crucial to advancing fusion science and preparing

the way for the clean fusion power plants of tomorrow. And Termomeccanica Pompe is part of it all.

## The project in a nutshell

ITER, which means "the way" in Latin, is one of the most ambitious energy projects in the world today.

In Cadarache, Southern France, 35 nations are collaborating to build the world's largest tokamak, a magnetic fusion device designed to prove the feasibility of fusion as a large-scale and carbon-free source of energy based on the same principle that powers our Sun and stars.

The experimental campaign that will be carried out at ITER is crucial to advancing fusion science and preparing the way for the fusion power plants of tomorrow.

**“The experimental campaign that will be carried out at ITER in Cadarache, Southern France, by a team from 35 nations, is crucial to advancing fusion science and preparing the way for the fusion power plants of tomorrow**



ITER's tokamak machine

## How will a fusion power plant work

Power plants generate electricity by converting mechanical power such as the rotation of a turbine into electrical power. In a coal-fired steam station, the combustion of coal turns water into steam and the steam in turn drives turbine generators to produce electricity. Power plants today rely either on fossil fuels, nuclear fission, or renewable sources like hydro.

Just like a conventional power plant, a fusion power plant will use the heat resulting from the energy generated through the fusion of atoms inside a tokamak to produce steam and then electricity by way of turbines and generators. (source [www.iter.org](http://www.iter.org))

## Termomeccanica's contribution to the project

A Termomeccanica pump is a part of the refrigerating system of the ITER project. The between bearings radially split pump (TMP DP model) was designed according to the required ASME Boiler & Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 2, Part 5, thus adhering to stringent design by analysis requirements related to safety & structural resistance such as protection against plastic collapse, local failure, collapse from buckling and failure from cyclic loading.

Termomeccanica had three possible alternative analysis methods to evaluate its pump design: the elastic stress analysis method, the limit load method and the elastic plastic stress analysis method.

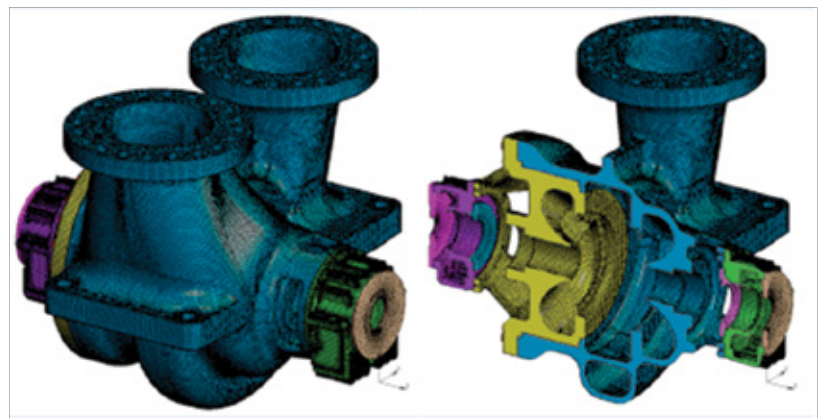
TMP chose the latter, the safest and most advanced approach, and proceeded to an in-depth study of a wide range of scenarios, including all the loads that could cause failure with a proper load factor.

The non-linear plastic behaviour of the pump's constitutive materials was included in the numerical model and a contact analysis was also per-

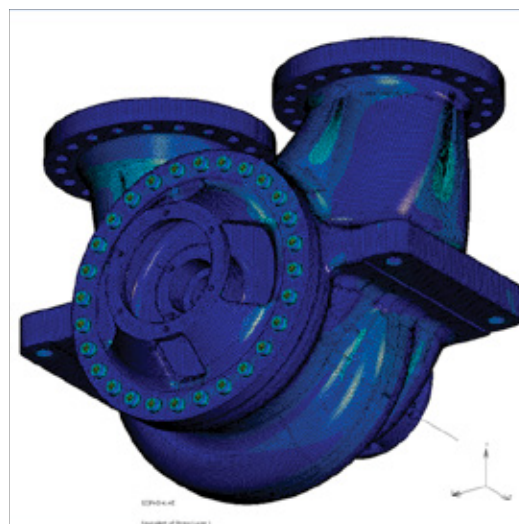
formed to assure that no leakage should occur during testing/operating conditions.

The behaviour of the pump itself was analysed with a non-linear, thermo-structural decoupled analysis to include the influence of both structural & thermal loads.

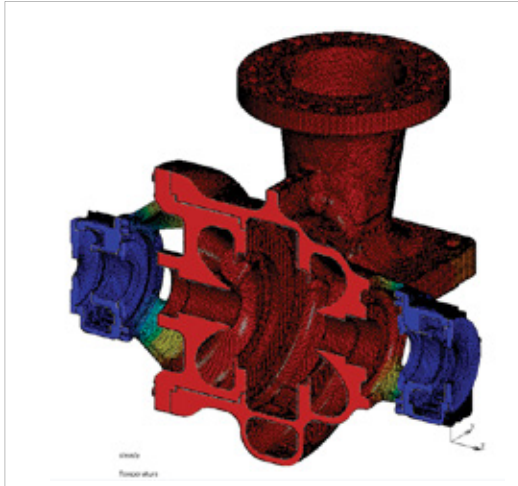
All the analyses performed confirmed TMP's pump filled all the necessary requirements and was therefore adequate to withstand the severe test & operating conditions of ITER's refrigerating system.



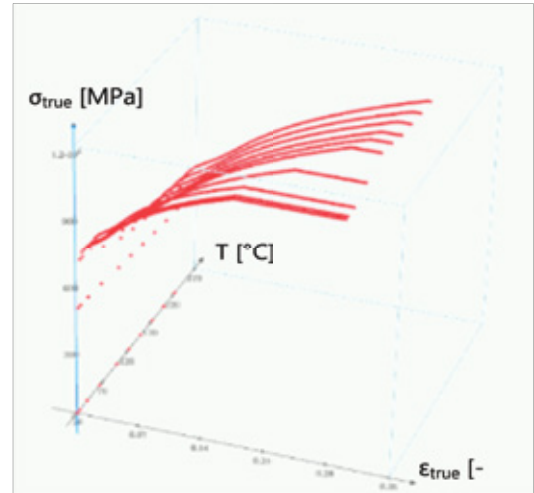
Termomeccanica's pump FEM numerical model



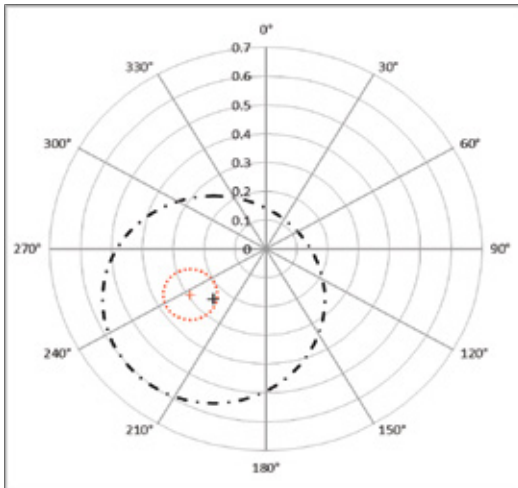
Pump Von Mises stress plot contour



Pump temperature plot contour



Pump plastic material behaviour



Pump shaft position vs clearance

## Conclusions

ITER, which promotes innovation and international collaboration, represents a unique project at the forefront of global fusion that has the potential to significantly contribute to meeting the world's clean energy needs of the future by guiding the transition from research to reality.



## Fabrizio Cademartori

Fabrizio Cademartori has a Master's Degree in Mechanical Engineering from the University of Genoa. He joined Termomeccanica Pompe in 2009, where he is currently Structural Design Department Manager. Fabrizio has 15+ years of experience in structural design, FEA calculations (centrifugal pumps, screw compressors, gas turbines and mechanical constructions) and has developed advanced skills in rotordynamics and thermal analysis, especially applied to gas turbine blade cooling. He also has a senior vibration analyst certification from the internationally recognized Mobius Institute.

## Termomeccanica Pompe fa parte di ITER, il più grande esperimento del mondo sulla strada per l'energia da fusione pulita

"ITER" è un progetto unico che mira a costruire il tokamak più grande al mondo, una macchina per la fusione a confinamento magnetico, progettata per dimostrare la fattibilità della fusione come fonte di energia su larga scala e senza emissione di carbonio, basata sullo stesso principio che alimenta il nostro sole e le stelle. La campagna sperimentale da svolgere è fondamentale per far progredire la scienza della fusione, e preparare la strada per le centrali elettriche a fusione pulite di domani. E Termomeccanica Pompe fa parte dell'avventura.



# More Power to You

Make Smarter Decisions with Digital  
Twins for Electric Utilities

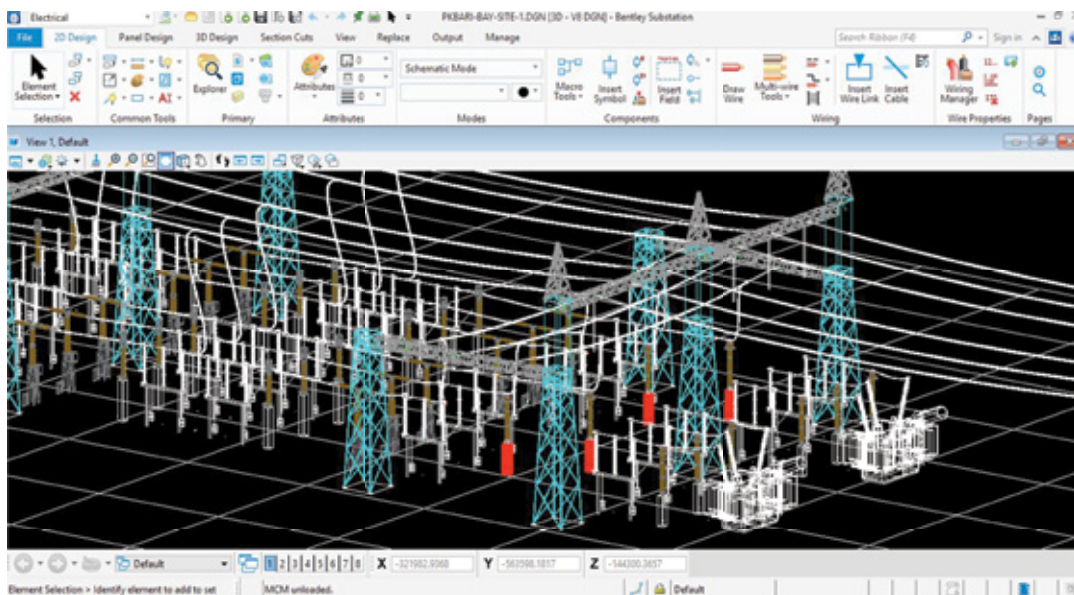
Deliver outstanding service to your members  
by working more efficiently to design, plan, operate,  
and predict a more resilient and reliable grid.

Discover our digital twin solutions for grid  
electric management and how to operate a  
wind farm remotely to meet country's electricity  
needs at [Bentley.com/OpenUtilities](https://www.bentley.com/OpenUtilities).

**Bentley**<sup>®</sup>  
Advancing Infrastructure

© 2022 Bentley Systems, Incorporated. Bentley, the Bentley logo, and OpenUtilities are either registered or unregistered trademarks or service marks of Bentley Systems, Incorporated or one of its direct or indirect wholly owned subsidiaries. Other brands and product names are trademarks of their respective owners. 41450-22

# Sterlite Power fornisce luce alle regioni più remote dell'India utilizzando energia rinnovabile



La tecnologia digital twin di Bentley garantisce flussi di lavoro digitali collaborativi, generando un risparmio di circa 2,3 milioni di rupie e abbreviando di oltre un mese il programma del Progetto

A cura di Bentley Systems (°)

Come parte del suo impegno nello sviluppo economico nella regione nordorientale e per raggiungere i suoi obiettivi di produzione di energia rinnovabile destinati a ridurre rapidamente le emissioni di carbonio, il governo indiano ha avviato il progetto "NER-II Transmission Limited". Con un investimento di 1,95 miliardi di rupie, l'iniziativa servirà una popolazione di oltre 30 milioni di residenti delle aree più remote dell'India, nell'intento di migliorare l'affidabilità della fornitura elettrica, ridurre l'intermittenza e accelera-

re la penetrazione delle energie rinnovabili nella regione nordorientale. Il ministero dell'Energia ha assegnato il progetto a Sterlite Power Transmission, azienda globale leader nello sviluppo di infrastrutture per la trasmissione di energia in India, a cui ha richiesto di eliminare i colli di bottiglia infrastrutturali e creare un ambiente collaborativo per una fornitura elettrica sostenibile.

Lo scopo del progetto includeva lo sviluppo di linee di trasmissione che si estendono per 448 chilometri e la progettazione e costruzione di una sottostazione da 400 kilovolt/132 kilovolt nello stato di Tripura per distribuire in tutta la regione l'energia generata, con il gas, dalla rete nazionale. "Poiché il

**“Sterlite Power era stata incaricata di fornire una sottostazione e delle linee di trasmissione per fornire energia a 30 milioni di residenti nella regione nordorientale dell'India**

gas è un equilibratore naturale per l'energia rinnovabile, il collegamento del NER alla rete nazionale è un'operazione fondamentale", ha commentato Sudhanshu Tripathi, Head of Marketing di Sterlite Power. Essendo l'unica sottostazione a fornire l'energia necessaria a Tripura, era fondamentale che la costruzione fosse completata rapidamente. Considerata l'importanza che il progetto rivestiva per questa regione, Sterlite Power doveva evitare ritardi nella delivery della sottostazione. Inoltre, situato ai piedi dell'Himalaya, nel mezzo di una fitta foresta soggetta a forti piogge e inondazioni, il progetto presentava condizioni geografiche e ambientali complesse, aggravate da una tempistica serrata e da una popolazione indigena resistente ai cambiamenti.

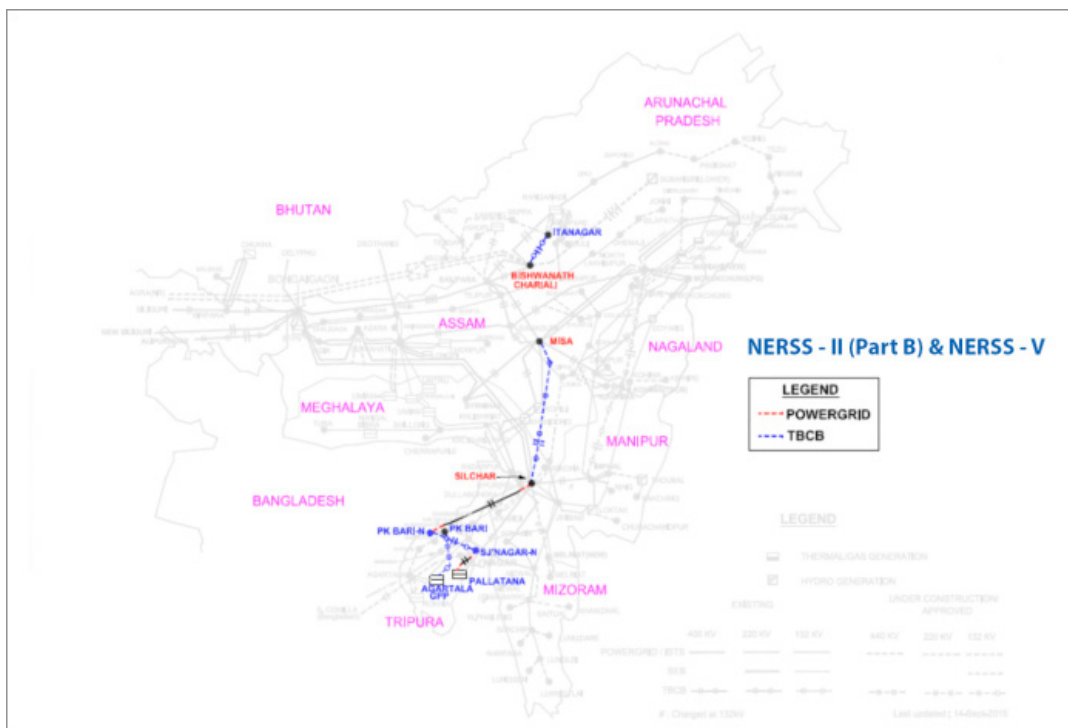
## Terreni impegnativi, tempistiche stringenti, processi inefficienti

Per superare queste sfide, Sterlite Power aveva bisogno di implementare processi di progettazione e costruzione efficienti, garantire un flusso di informazioni accurate tra le parti interessate, assicurare che i processi decisionali fossero rapidi e informati e ottenere un rigoroso monitoraggio del progetto. Era quindi alla ricerca di una soluzione di modellazione affidabile, in grado di fornire una progettazione corretta al primo tentativo. Per riuscire a rispettare le tempistiche stringenti, aveva bisogno di un ambiente di modellazione visiva integrato in cui poter condividere le informazioni con la massima facilità e rilevare e risolvere interferenze nelle prime fasi di progettazione.

I metodi di progettazione 2D tradizionali al momento in uso dalla società per la pianificazione delle sottostazioni, avevano un potenziale minimo di condivisione dei dati e non supportavano le esigenze del team di progettazione legate al rilevamento di possibili problemi di distanziamento tra i componenti elettrici e le strutture di supporto. Il software convenzionale attualmente in uso aveva capacità limitate in termini di gestione delle interdipendenze e di collegamento dei lavori di progettazione, pianificazione e costruzione. Inoltre, limitava la capacità di fornire una visualizzazione in tempo reale dello

**Il progetto presentava sfide tecniche e di coordinamento dovute alla natura rocciosa del terreno, ulteriormente aggravate da tempistiche stringenti**

stato di avanzamento della costruzione, di facilitare una comunicazione efficiente con le parti interessate e di pianificare le risorse in modo adeguato. Sterlite Power riconosceva che tali inefficienze rappresentavano enormi rischi per le tempistiche, in quanto allungavano i tempi di ispezione, di approvazione da parte delle parti interessate e di passaggio delle consegne. "Ci siamo resi conto che l'approccio convenzionale poneva dei limiti in termini di ottimizzazione della progettazione e che avrebbe generato ritardi nella realizzazione del progetto", ha dichiarato Mayank Srivastava, responsabile di Sterlite BIM Program.



Sterlite Power era stata incaricata di realizzare una sottostazione e le relative linee di trasmissione per fornire energia a 30 milioni di residenti della regione nordorientale dell'India.

L'uso innovativo della tecnologia Bentley stabilisce un nuovo parametro di riferimento nella fornitura di energia rinnovabile in India.

### Obiettivi del progetto

Sviluppare processi digitali per ottimizzare la fornitura di energia rinnovabile e affidabile nella regione remota del nord-est dell'India.

Semplificare i flussi di lavoro e accelerare la condivisione di informazioni accurate tra le parti interessate.

### Playbook di progetto

OpenUtilities® Substation, ProjectWise®, SYNCHRO™ 4D

### In breve:

- Il progetto presentava sfide tecniche e di coordinamento dovute alla natura rocciosa del terreno, ulteriormente aggravate da tempistiche stringenti.
- Utilizzando le applicazioni Bentley, Sterlite ha implementa-

to un ambiente interconnesso di dati e ha eseguito il monitoraggio della costruzione in tempo reale.

- L'utilizzo di ProjectWise ha facilitato l'implementazione di un flusso di informazioni continuo e accurato, consentendo di ridurre le ore di lavoro e di risparmiare 1,1 milioni di rupie.
- Il rilevamento delle interferenze eseguito con OpenUtilities Substation, già nelle prime fasi di progettazione, ha ridotto le rilavorazioni e generato un risparmio di circa 2,3 milioni di rupie.
- L'integrazione di SYNCHRO per la pianificazione della costruzione ha permesso di consegnare il progetto nel giro di un mese e ottenere un ritorno sull'investimento del 15%.
- L'uso innovativo della tecnologia Bentley stabilisce un nuovo parametro di riferimento nella fornitura di energia rinnovabile in India.

“L'utilizzo della tecnologia BIM ci ha aiutato a ridurre i tempi complessivi della delivery del progetto e a fornire energia affidabile a 30 milioni di persone” - *Mayank Srivastava, Manager di Sterlite BIM Program, Sterlite Power Transmission Limited.*

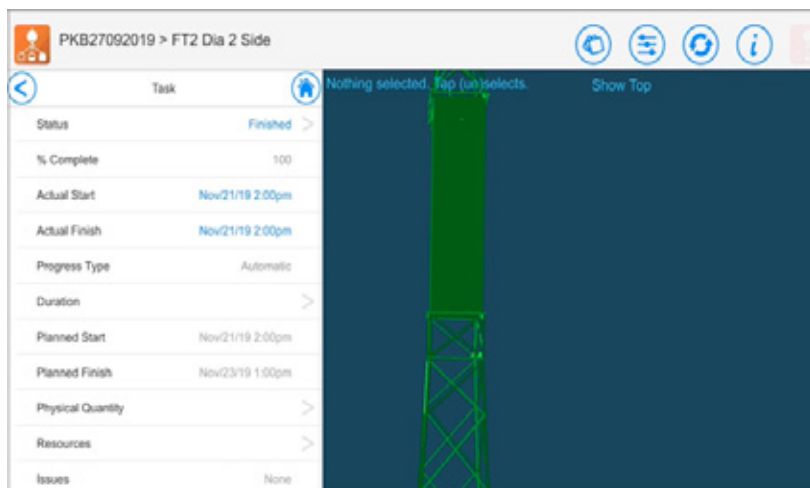
## Le applicazioni Bentley digitalizzano i flussi di lavoro

Per coordinare in modo efficace le fasi di progettazione e costruzione e ottenere le autorizzazioni da parte degli enti statali per la realizzazione delle linee di trasmissione e per rispettare le scadenze progettuali, Sterlite Power ha scelto di adottare la tecnologia digital twin e implementare un ambiente aperto e interconnesso di dati. La società ha scelto OpenUtilities Substation e ProjectWise per superare le inefficienze della progettazione convenzionale, sviluppando un ambiente di modellazione collaborativa 3D per semplificare i flussi di lavoro della progettazione, agevolare la condivisione di informazioni accurate e rilevare in anticipo le interferenze tra strutture e apparecchiature. Utilizzando la tecnologia Bentley, ha sviluppato una libreria di componenti digitali in grado di garantire la tracciabilità e l'affidabilità della progettazione, esportando questi modelli di componenti e utiliz-

zandoli come simboli per sviluppare l'intero layout del modello della sottostazione, per garantire il corretto collegamento tra le varie apparecchiature. Lavorando in un ambiente visivamente interconnesso di dati e con flussi di lavoro digitalizzati, la società è riuscita a condividere le informazioni in modo fluido e accurato tra il team e le parti interessate e ad agevolare il superamento delle sfide di progettazione, ottenendo il distanziamento richiesto e facilitando l'ottenimento delle autorizzazioni da parte delle autorità locali per la posa delle linee di trasmissione.

Per migliorare ulteriormente la progettazione e ottimizzare la pianificazione della costruzione, Sterlite Power ha adottato la tecnologia 4D BIM utilizzando SYNCHRO tramite il quale ha eseguito il monitoraggio e la simulazione virtuale della costruzione in tempo reale. L'utilizzo del software ha consentito di ottenere una pianificazione efficace, collegare i processi di progettazione e pianificazione e infine mappare tutte le attività progettuali al modello 3D, ottenendo maggiore visibilità del piano progettuale. Il modello digitale ha aiutato a visualizzare l'impatto delle modifiche apportate alla progettazione, facilitando decisioni precise e basate sui dati ed evitando errori di costruzione sul sito.

“La realizzazione di questo modello ci ha permesso di mantenere le interdipendenze in modo efficiente. Ci ha inoltre fornito una maggiore visibilità dei piani di costruzione in un ambiente 3D da parte dei team di progetto, aiutandoli a prendere decisioni importanti, in modo rapido”, ha spiegato Srivastava. Sfruttando le immagini acquisite da droni, il team ha inoltre generato un modello della realtà dettagliato, riuscendo a ottimizzare ulteriormente il layout della sottostazione e ad aumentare l'efficienza delle attività di progettazione e pianificazione.



## Stabilire nuovi parametri di riferimento per le soluzioni di energia sostenibile

Utilizzando la tecnologia Bentley, Sterlite Power è riuscita a digitalizzare i flussi di lavoro e a creare una piattaforma interconnessa di dati basata su ProjectWise, ottenendo un risparmio di 1,1 milioni di rupie grazie alla riduzione delle ore di lavoro e alla compressione di oltre un mese delle tempistiche progettuali.

“**Utilizzando le applicazioni Bentley, Sterlite ha implementato un ambiente interconnesso di dati e ha eseguito il monitoraggio della costruzione in tempo reale**”

L'ambiente di modellazione integrato offerto da OpenUtilities Substation ha consentito di prendere decisioni basate sui dati e di rilevare le interferenze in anticipo, riducendo le rilavorazioni e generando un risparmio di circa 2,3 milioni di rupie. Grazie al monitoraggio virtuale della costruzione, ottenuto in tempo reale utilizzando SYNCHRO, la società è riuscita a ottenere un ritorno sull'investimento del 15%. La soluzione digital twin integrata BIM 3D e 4D ha consentito di creare flussi di lavoro senza documenti cartacei, di tracciare lo stato di avanzamento dei lavori e ridurre la perdita di informazioni, migliorando la collaborazione tra tutte le parti interessate. Interagendo con la comunità e le autorità governative locali, Sterlite Power ha ottenuto le autorizzazioni richieste per la posa delle linee di trasmissione, un risultato decisivo per il team, dato

che i progetti precedenti non erano mai riusciti a ottenerle.

Attraverso l'uso innovativo delle soluzioni tecnologiche all'avanguardia di Bentley, Sterlite Power ha stabilito nuovi standard di settore per le soluzioni di energia sostenibile. La società ha in programma di estendere i flussi di lavoro BIM alla gestione degli asset e di utilizzare i modelli per gestire ed eseguire la manutenzione della sottostazione in modo più efficiente. Al suo completamento, la nuova sottostazione e le nuove linee di trasmissione forniranno energia affidabile a 30 milioni di residenti della regione nordorientale, avvicinando l'India al suo obiettivo di ridurre le emissioni di carbonio con l'impiego di fonti di energia rinnovabile e bilanciando le intermittenze dell'energia basata su gas dell'impianto di Tripura.

(\*) **Bentley Systems** (Nasdaq: BSY) è la società di *software per l'ingegneria delle infrastrutture*. Forniamo software innovativo per far progredire le infrastrutture mondiali - sostenendo sia l'economia globale che l'ambiente. Le nostre soluzioni software leader del settore sono utilizzate da professionisti e organizzazioni di ogni dimensione per la progettazione, la costruzione e la gestione di strade e ponti, ferrovie e trasporti, acqua e acque reflue, opere pubbliche e servizi pubblici, edifici e campus e strutture industriali. Le nostre offerte includono applicazioni basate su *MicroStation* per la modellazione e la simulazione, *ProjectWise* per la project delivery, *AssetWise* per le prestazioni degli asset e della rete e la piattaforma *ITwin* per i gemelli digitali dell'infrastruttura. Bentley Systems ha oltre 4.000 dipendenti e genera un fatturato annuale di oltre 800 milioni di dollari in 172 paesi. [www.bentley.com](http://www.bentley.com)

Per contatti: Santiago Romero, Regional Marketing Manager, South & Central Europe, [santiago.romero@bentley.com](mailto:santiago.romero@bentley.com)

## Sterlite Power supplies light to the most remote regions of India using renewable energy

The government of India initiated the “NER-II Transmission Limited Project” to help deliver reliable, renewable power to some of the country's most remote areas. The INR 1.95 billion renewable energy initiative includes developing transmission lines that span 448 kilometers. Additionally, it included designing and constructing a 400-kilovolt/132-kilovolt substation in the state of Tripura near the foothills of the Himalayas.

Sterlite Power was awarded the contract and faced challenging environmental and geographic conditions. Sterlite Power used “OpenUtilities” Substation and “ProjectWise” to establish digital workflows in a connected data environment, saving nearly INR 2.3 million. Integrating SYNCHRO for construction planning helped deliver the project over a month early and achieve a 15% return on investment.

Upon completion, it will serve a population of over 30 million residents and improve reliability of the power supply, reduce intermittency, and accelerate sustainability of renewables in the northeast region.

# Serbatoi di stoccaggio con tetto galleggiante a doppio pontone



Un dispositivo per limitare le emissioni e contenere eventuali fuoriuscite accidentali di prodotto

**Armando Falla,**  
Coordinatore divisione R&S  
**Roberto Nicosia,**  
Responsabile divisione Eureka  
VED

Il sistema maggiormente diffuso per lo stoccaggio di prodotti petroliferi, del greggio e dei suoi derivati, sono i serbatoi cilindrici atmosferici fuori terra. L'appendice "C" delle API 650 riporta i requisiti minimi che devono avere i serbatoi di stoccaggio con tetto galleggiante a singolo e a doppio pontone esterno (*pontoon-type and double-deck-type external floating roofs* (figura 1). La capa-

rità di stoccaggio di questi serbatoi può arrivare a 200.000 m<sup>3</sup> e il loro diametro superare anche i 100 m.

Il presente studio riguarda solamente i serbatoi a tetto galleggiante a doppio pontone. La superficie orizzontale di un tetto galleggiante può superare anche il valore di 8000 m<sup>2</sup>; da questo ne consegue che, nel caso di precipitazione atmosferica, la quantità di acqua piovana che finisce sul tetto è elevata e non dovrà per nessun motivo rimanere su di esso, ma dovrà essere drenata.

Lo scarico dell'acqua piovana avviene tramite uno o più dreni collegati a bracci articolati che la scaricano fuori dal tetto (figura 1).

“ Per rimuovere l’acqua piovana dal tetto galleggiante a doppio pontone di un serbatoio di stoccaggio, viene utilizzata una condotta articolata che scarica all’esterno del serbatoio stesso, ma - qualora, la condotta non riuscisse ad eliminare l’acqua - si potrebbero arrecare dei danni al tetto galleggiante e al serbatoio stesso. Per ovviare a tale evenienza sono previsti uno o più dreni d’emergenza che attraversano il tetto e scaricano direttamente all’interno del serbatoio

Il tetto galleggiante a doppio pontone è inoltre corredato di tanti altri accessori per assicurare la funzionalità e garantire l’integrità durante il normale esercizio.

In **figura 2** sono riportati i principali accessori a corredo del tetto e tra questi il “dreno di emergenza” o “troppo pieno”.

Il sistema di scarico dell’acqua piovana dal dreno collegato al braccio articolato del tetto è progettato per smaltire l’acqua in modo da non sovraccaricarlo in funzione della massima intensità delle precipitazioni prevedibili. L’acqua piovana fluisce verso i dreni e questi la smaltiscono senza che essa raggiunga livelli apprezzabili, ma solo di pochi millimetri.

Nel caso in cui la condotta articolata non funzioni o risulti insufficiente a smaltire l’acqua piovana, il livello dell’acqua si innalzerebbe oltre misura e si potrebbero causare gravi danni al tetto flottante ed a tutto il serbatoio. Motivo di malfunzionamento del dreno potrebbe essere, ad esempio, l’occlusione totale o parziale di esso per il depositarsi di foglie portate dal vento e/o fucelli portati da volatili.

“ Essendo i dreni di emergenza comunicanti con l’atmosfera, sono fonti di emissione continua di eventuali vapori del prodotto stoccato nel serbatoio e talvolta veicolano spruzzi del prodotto stesso non stabilizzato sul tetto del serbatoio

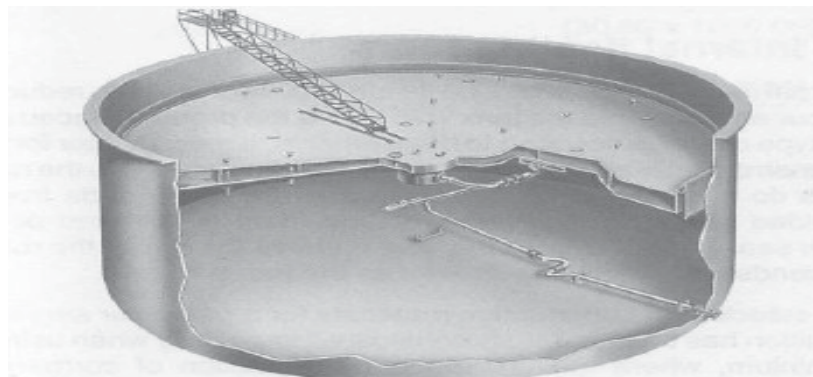


Figura 1 - Double Deck Type Floating Roof [Bob. L & Bob. G, n.d, p.155]

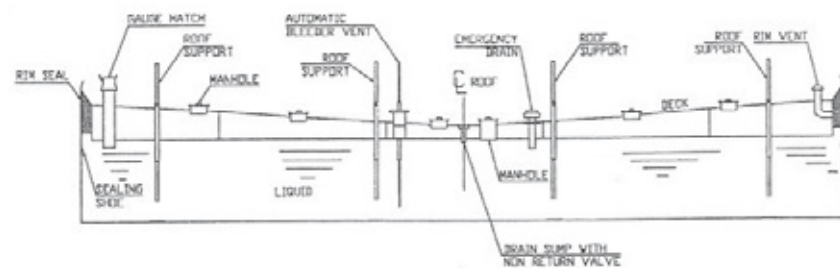


Figura 2 - Double Deck Floating Roof Tank [EEMUA 2003, vol.1,15]

## Lo stato attuale

Per prevenire tale evenienza, sul tetto del serbatoio sono praticati uno o più “troppo pieno”, che attraversano il tetto e scaricano direttamente all’interno del serbatoio l’acqua piovana, che quindi si andrà a miscelare con il liquido contenuto in esso. Tale pratica è considerata efficace e sicura, tanto che le API 650 prescrivono che sui tetti a doppio pontone devono essere presenti almeno tre dreni di emergenza con sezione di 4” e spessore schedula 80. Il livello di troppo pieno viene fissato dal progettista e lo si realizza praticando attorno al foro di troppo pieno una barriera che una volta superata dal livello dell’acqua, eventualmente accumulatasi, si riversa



Figura 3

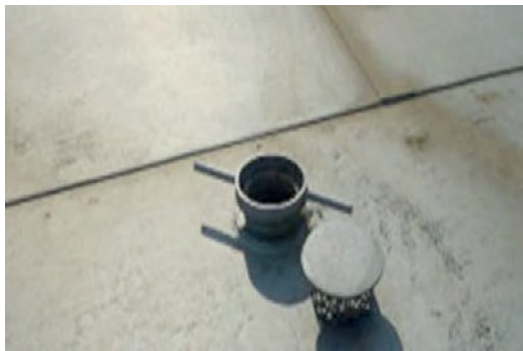


Figura 5

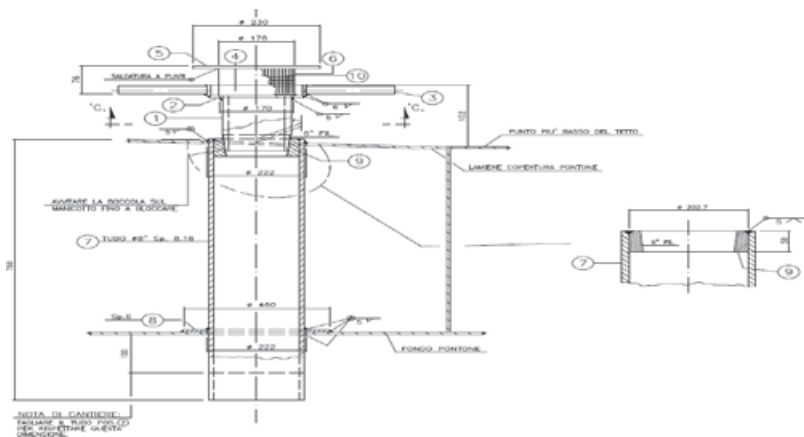


Figura 6 - sezione della Fig.5

nel serbatoio attraverso il foro di comunicazione (figure 3 e 5). Il sistema di troppo pieno più diffuso è un tronchetto di tubo che sporge oltre il foro di passaggio del tetto (figure 5 e 6). A completare il troppo pieno c'è una copertura (cappello) e una rete anti-nido (figure 3 e 5). Il livello del bordo del

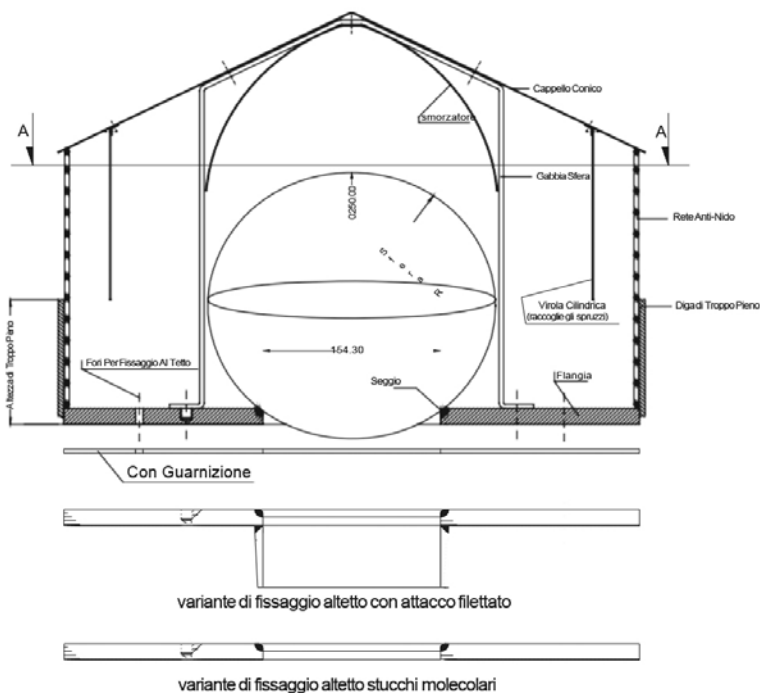


Figura 7

troppo pieno dovrà sempre essere più basso della quota che raggiunge il tetto galleggiante nella parte periferica più esterna.

La differenza sostanziale tra le due soluzioni, (rispettivamente figure 3 e 4 e figure 5 e 6) consiste nel fatto che nelle prime la diga è saldata al tetto mentre nelle seconde vi è un collegamento filettato.

Essendo i troppo pieno comunicanti con l'atmosfera, questi sono fonti di emissione continua dei vapori che si producono all'interno del serbatoio e talvolta attraverso essi vengono emessi degli schizzi di liquido (anche questi fonte di emissioni) contenuto nel serbatoio sporcando la superficie del tetto; il fenomeno degli spruzzi sopra indicato è ricorrente nel caso di contenuto non stabilizzato e/o a seguito delle operazioni di riempimento del serbatoio.

### Contenimento delle emissioni dai dreni di emergenza

Per abbattere le emissioni in atmosfera è stato studiato un dispositivo che offre la stessa efficacia di funzionamento del "troppo pieno" come richiesto dalle API 650 ma che abbatte l'emissione dei vapori e impedisce lo spargimento del fluido attraverso il foro di "troppo pieno".

### Descrizione del dispositivo

Il dispositivo è costituito da una sfera metallica cava, in grado di galleggiare nell'acqua e di peso noto, che poggia su un sedgio di materiale anti-scintilla. Il sedgio è realizzato su una base metallica (flangia) che viene fissata sul tetto. L'asse del sedgio coinciderà con l'asse del foro di "troppo pieno". Dalla flangia si dipartono un minimo di tre elementi verticali, angolarmente equispaziati, che hanno il compito di fare da gabbia alla sfera, consentendo solo piccoli movimenti laterali e una significativa corsa per le fluttuazioni verticali. Il fissaggio al tetto potrà essere operato con stucchi molecolari o con raccordo filettato. La figura 7 mostra tutto quanto sopra descritto; le

“ Per risolvere queste problematiche è stato studiato un dispositivo che offre le stesse funzionalità del dreno di emergenza classico, pari efficacia e, a garanzia dell'affidabilità, non presenta alcun meccanismo



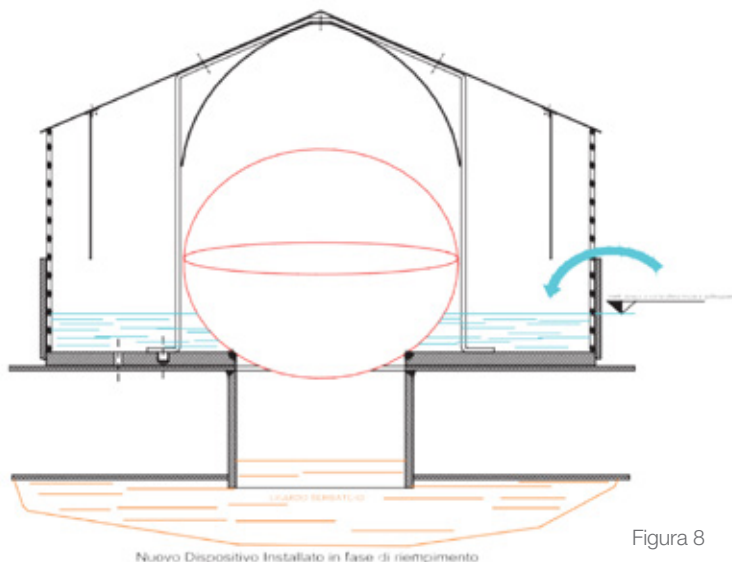


Figura 8

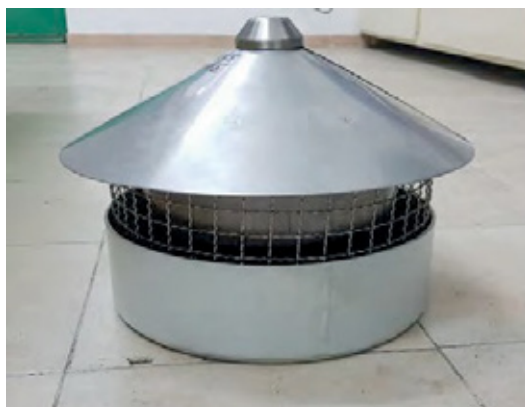


Figura 9

di un ammortizzatore metallico funzionante per strisciamento e deformazione elastica (figura 7). A completamento del dispositivo viene installata una rete anti-nido (figure 7 e 9).

L'assenza di meccanismi assicura il regolare funzionamento del dispositivo in quanto è eliminata ogni possibilità di blocco; si consiglia comunque la verifica periodica dello stato di conservazione della sfera. Il dispositivo può essere installato agevolmente sui serbatoi esistenti con semplici operazioni a freddo.

varianti di fissaggio offrono la possibilità dell'installazione anche su tetti esistenti.

Fintantoché il livello dell'acqua non supera quello della diga di troppo pieno, la sfera, per gravità, poggia sul seggio e contrasta la fuori-uscita di vapori (emissioni) e fa da scudo ad eventuali schizzi provenienti dall'interno del serbatoio; il tipo di contatto tra sfera e seggio non è tale da assicurare una chiusura ermetica ma solo una fortissima riduzione della sezione libera di emissione verso l'atmosfera. Nel caso in cui il livello dell'acqua piovana sul tetto superasse quello della diga di troppo pieno, la sfera comincerebbe a galleggiare e l'acqua si riverserebbe direttamente all'interno del serbatoio. (figura 8)

Nel momento in cui il troppo pieno non è più alimentato, la sfera torna ad adagiarsi sul seggio impedendo l'emissione dei vapori in atmosfera. Per evitare che il fluido eventualmente schizzato vada sul tetto, il dispositivo è dotato di un cappello conico e di una virola ad esso fissata, geometricamente dimensionati per far ricadere il fluido schizzato all'interno della stessa diga e quindi riversarsi nel serbatoio attraverso il medesimo passaggio (figura 7). Per impedire che la sfera urti contro la struttura del cappello conico a seguito della proiezione di schizzi di fluido particolarmente energici, il dispositivo è dotato

## Prove di galleggiamento e ripetitività eseguite

Sono state eseguite una lunga serie di prove per verificare il galleggiamento della sfera, l'inizio di esso e la ripetitività del funzionamento. L'inizio del galleggiamento è avvenuto con regolarità prima del riempimento della diga. Si è constatato il regolare funzionamento e non si sono trovati elementi che possano rendere non sicuro il funzionamento del dispositivo.

## Prove di funzionamento con idrocarburi e rilievo emissioni

Per quanto la riduzione delle emissioni con un dreno di emergenza come quello studiato, rispetto al classico dreno a tubo libero, appare ovvia, a conforto di tale ipotesi sono state eseguite una serie di prove con diversi fluidi contenenti più o meno sostanze volatili, con l'intento di poter quantizzare in assoluto le emissioni da un serbatoio che contiene prodotti petroliferi.

I fluidi impiegati per le prove sono stati, separatamente, gasolio, benzina e greggio.

Per le prove è stato costruito un apparato metallico "serbatoio" (figura 10), sul quale è stato praticato un dreno di simulazione, riempiendolo del prodotto da esaminare ad una quota di -550

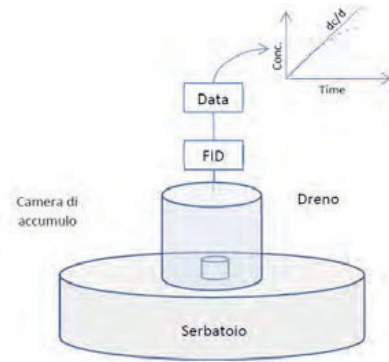


Figura 10

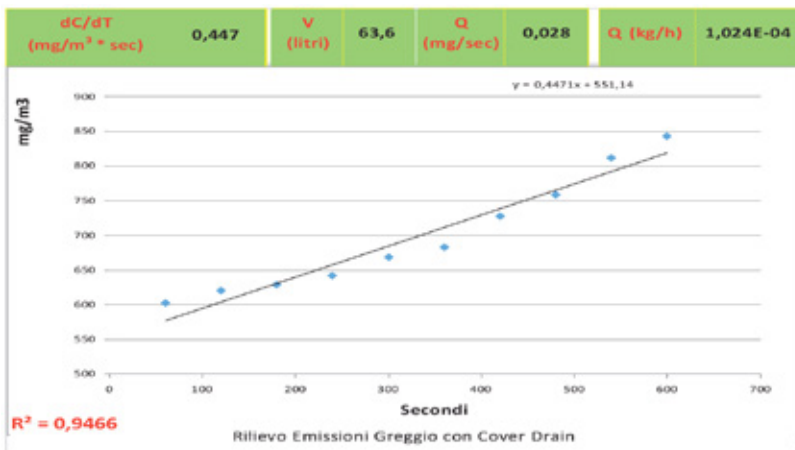


Figura 11

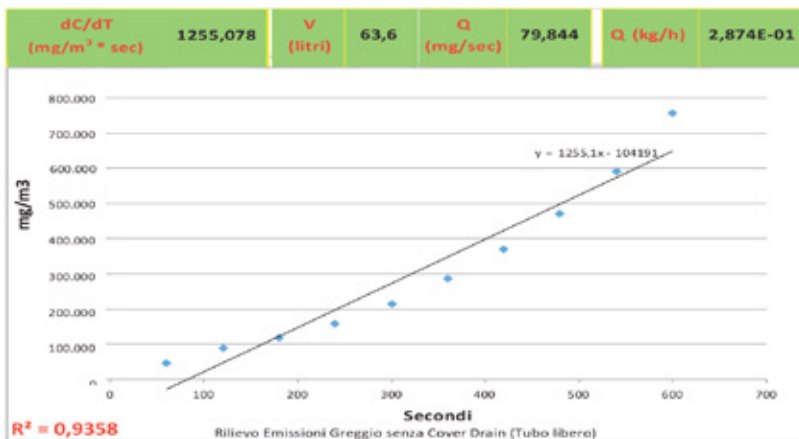


Figura 12

mm dal bordo esterno. Il dispositivo è stato realizzato per la valutazione delle emissioni con dreno normale e con il dreno di studio.

Per il rilievo e la quantizzazione delle emissioni si è fatto ricorso alla tecnica della camera di accumulo basata sulla misura, tramite un opportuno analizzatore (FID - Flame Ionization Detector), della variazione di concentrazione dell'emissione all'interno della camera stessa (fig. 10).

L'emissione dal dreno tende ad accumularsi all'interno della camera determinando un incremento della concentrazione  $dc/dt$  proporzionale al flusso di emissione Q. Tale proporzione di-

pende dal volume della camera, in particolare si potrà calcolare il flusso tramite la seguente equazione:

$$Q = A \times dc/dt$$

Dove:

Q= flusso di emissione in mg/s

A= Volume della camera di accumulo in  $m^3$

$dc/dt$  = velocità d'incremento della concentrazione all'interno della camera, espresso in  $mg/m^3/s$

Il flusso di emissione Q è stato successivamente convertito in T/anno considerando un servizio convenzionale di 8.760 ore di esercizio.

Lo strumento utilizzato per misurare la concentrazione e determinare il  $dc/dt$  è un analizzatore (FID - Flame Ionization Detector).

La misura di  $dc/dt$  viene ritenuta valida se sussistono le seguenti condizioni:

- i valori di concentrazione hanno un trend positivo (crescente);
- il valore di  $R^2$  della retta calcolata mediante regressione lineare ha un valore maggiore di 0,8;
- sono stati registrati almeno 10 punti.

Si riportano solamente i diagrammi ottenuti nella prova delle emissioni da greggio. (fig. 11 con dreno oggetto di studio) (fig. 12 con dreno classico), focalizzando l'attenzione sulla differenza dell'ordine di grandezza dei valori delle emissioni ( $mg/m^3$ ) riportati sui grafici.

In tabella 1 vengono comunque riportati i risultati anche per gli altri prodotti; si rileva che per tutti i prodotti esaminati, impiegando il dreno in studio, l'abbattimento supera sempre il valore del 99%.

I valori ottenuti si riferiscono ad un dreno di sezione di 4", il minimo prescritto dalle API 650.

In un serbatoio a tetto galleggiante a doppio pontone normalmente si trovano almeno tre dreni di emergenza con un passaggio corrispondente ad una sezione di 6".

Essendo la sezione di passaggio di un tubo di 6" all'incirca il doppio di quella di un tubo da 4", il valore evidenziato in rosso nella tabella 1 va raddoppiato nel caso di dreno da 6". Pertanto, se si considera un serbatoio contenente greggio del tipo esaminato, e con tre dreni di emergenza da 6", l'emissione totale risulterebbe di circa 15 T/anno.

Test N°	Fluido	Battente [cm]	Data	T [°C]	Cover Drain	dC/dT [mg/m <sup>3</sup> * sec]	Emissione [kg/h]	Emissione [ton/anno]	Abbattimento [%]
1	Gasolio	40	19/03/2021	20	NO	16,19478	0,004	0,0325	99,07%
2	Gasolio	40	19/03/2021	20	SI	0,150069	0,000	0,0003	
3	Greggio	40	29/03/2021	18	NO	1255,078	0,287	2,5180	99,96%
4	Greggio	40	29/03/2021	18	SI	0,447051	0,000	0,0009	
5	Benzina	40	22/04/2021	18	NO	459,9591	0,189	1,6549	99,94%
6	Benzina	40	22/04/2021	18	SI	0,468737	0,000	0,0009	

Dalle risultanze dei test eseguiti, utilizzando il “dreno di emergenza” oggetto di studio, l'emissione annua diventa praticamente trascurabile rispetto ai valori di un normale “dreno di emergenza”.

Drain”, l'emissione annua diventa praticamente trascurabile rispetto ai valori di un normale “dreno di emergenza”.

Tabella 1

## Conclusioni

Dalle risultanze dei test eseguiti, utilizzando il sistema di contenimento “Emergency Cover

## Bibliografia

[1] API 650: Welded Steel Tanks for Oil Storage



### Armando Falla

Laureato al Politecnico di Torino in Ingegneria meccanica, ha lavorato tra il 1986 e il 1987 nel Centro Ricerca di Catania Divisione Robotica e Intelligenza artificiale. In seguito tra il 1987 – 1999 ha lavorato in un'azienda metalmeccanica nel settore caldareria off-shore in qualità di Responsabile dell' Ufficio Tecnico, e a seguire dei Servizi Tecnici. Enfasi sulla progettazione di apparecchiature a pressione secondo i principali codici nazionali e internazionali.

Dal 1999 è Dirigente nella VED Srl, coordinatore della divisione R&S esperto nella manutenzione di apparecchiature a pressione e coordinatore di un gruppo di ingegneri addetti al Problem Solving relativi a impianti chimici e petrolchimici, ingegneria non convenzionale.



### Roberto Nicosia

Laureato in Ingegneria meccanica all'Università di Catania, ha maturato un'esperienza ultra ventennale negli interventi specializzati di manutenzione meccanica finalizzati a evitare o ridurre l'indisponibilità di impianti industriali. In particolare si occupa di eliminazione perdite con impianti in marcia (metodo “Furmanite”), revisione di valvole e lavorazioni meccaniche in opera. E' anche responsabile della divisione Eureka della VED S.r.l., che progetta, costruisce e commercializza macchine utensili portatili standard e speciali.

## Double pontoon floating roof storage tanks

To remove rainwater from the double-pontoon floating roof of a storage tank, an articulated pipeline is used that drains outside the tank.

If the pipeline fails to eliminate the water, damage could be caused to the floating roof and to the tank itself: to remedy this, one or more emergency drains are provided that cross the roof and drain directly into the tank.

The most common emergency drain consists of a small piece of pipe that protrudes beyond the passage hole in the roof.

Since the emergency drains communicate with the atmosphere, they are sources of continuous emission of any vapors of the product stored in the tank and sometimes carry sprays of the unstabilized product on the roof of the tank.

To solve these problems, a device has been designed that offers the same functions as the classic emergency drain, equal effectiveness and, to guarantee reliability, has no mechanism. It also counteracts the emission of vapors into the atmosphere, through a strong reduction of the free passage section and at the same time prevents the spreading of the sprays through the hole itself.

# Motori per aree pericolose, esenzioni e nuova normativa per l'efficienza energetica



Anche l'Oil&Gas punta a un futuro più green. Le prime norme europee in materia, sono state introdotte nel 2009 e successivamente aggiornate nel 2016. Ma dal 1° luglio 2021 è entrata in vigore una nuova versione più rigorosa. Cosa cambierà dal prossimo anno

**Marek Lukaszczyk,**  
Marketing Manager, Europe & Middle East  
WEG

In Europa si utilizzano più di 8 miliardi di motori elettrici, che consumano il 63% circa dell'elettricità generata nell'intero continente. Fino ad ora alcuni di questi motori, inclusi quelli progettati per aree pericolose, erano esenti dalle normative in materia di efficienza energetica, ma queste stanno per cambiare. Le modifiche normative, entrate in vigore da luglio 2021, prevedono una gamma più ampia di tipologie di motori; inoltre, per la prima volta, gli azionamenti a velocità variabile

dovranno raggiungere standard di efficienza energetica più elevati.

**Le modifiche normative, entrate in vigore da luglio 2021, prevedono una gamma più ampia di tipologie di motori; inoltre, gli azionamenti a velocità variabile dovranno raggiungere standard di efficienza energetica più elevati**

## Minimum Efficiency of Electric Motors and Variable Speed Drives

Regulation scope		Year and minimum efficiency requirements (2015 onwards)						
AC induction motors <= 1000 V		2015	2017	2018 - 2020	2021	2022	2023	Onwards
0.75-7.5 kW	3 phase, 2/4/6 pole	IE2	IE2+VSD/IE3		IE3			
7.5-375 kW	3 phase, 2/4/6 pole	IE2+VSD/IE3			IE3			
75-200 kW	3 phase, 2/4/6 pole						IE4	
0.75kW-1000kW	3 phase 2,4,6,8 pole				IE3			
0.75-1000 kW	ATEX/Brake all poles				IE3			
0.12kW-1000kW	Ex eb all poles						IE2	
0.12kW & above	1 phase all poles						IE2	
0.12-0.75 kW	3 phase/brake all poles				IE2			
Variable speed drives		2016	2017	2018 - 2020	2021	2022	2023	Onwards
0.12kW-1000kW					IE2			

The table above shows the regulation scope and timeline, the boxed area corresponds to the current regulations (in bold)

La normativa europea sui livelli minimi di rendimento energetico (MEPS) è stata introdotta nel 2009 dalla Direttiva CE 640/2009 della Commissione Europea. La normativa stabiliva che i motori di potenza compresa fra 0,75 e 375 kW dovessero soddisfare gli standard internazionali specificati dalla Commissione Elettrotecnica Internazionale (IEC) per i motori trifase monovelocità. Il livello IE1 indica efficienza standard, IE2 efficienza elevata, mentre IE3 si applica ai motori con livelli di efficienza eccezionali.

In seguito agli aggiornamenti della legislazione del 2016, per i motori elettrici era richiesta una classe di efficienza energetica minima IE3, oppure IE2 se il motore veniva utilizzato con un azionamento a velocità variabile (VSD). La normativa, sostenuta da migliorie in termini di design e di materiali per i motori elettrici, ha comportato considerevoli vantaggi per quanto riguarda il consumo energetico correlato all'utilizzo dei motori.

Ovviamente, il mercato dei motori elettrici si è adeguato rapidamente ai cambiamenti normativi, introducendo motori più efficienti. I motori IE1 e di classe inferiore, che nel 2009 rappresentavano l'80% della quota di mercato europea, entro il 2016 erano scesi al 17%. Durante lo stesso periodo, la quota di mercato dei motori di qualità superiore IE3 è salita dallo 0 al 29%. Ottime notizie per il nostro pianeta e risparmi in termini monetari per l'utente finale.

La progettazione dei motori elettrici ha messo al primo posto l'ottimizzazione delle opportunità di risparmio energetico. Ora, il comitato sulla progettazione ecocompatibile della Commissione Europea (CE) ha approvato una nuova versione, più rigorosa, dei requisiti di ecodesign, entrato in vigore dal 1° luglio 2021.

In precedenza, l'ambito di applicazione della norma comprendeva esclusivamente i motori trifase di potenza compresa tra 0,75 e 375 kW, escludendo i

motori che non rientravano in tale gamma di potenza. Dal 2021, questo non è più possibile. Ai sensi dell'imminente normativa, tutti i nuovi motori a 2, 4, 6 e 8 poli nella gamma di potenza 0,75-1.000 kW devono soddisfare la classe di efficienza IE3. La precedente legislazione consentiva l'utilizzo di un motore IE2, a condizione che fosse controllato da un azionamento a velocità variabile (VSD), ma ciò non sarà più permesso. I motori la cui potenza è compresa tra 0,12 e 0,75 kW dovranno rientrare nella classe IE2.

I motori per uso speciale, quali i motori a prova di esplosione o antideflagranti, per precauzione erano esclusi dalla precedente normativa, visto l'elevato livello di rischio degli ambienti in cui venivano utilizzati. A partire da luglio 2021, i nuovi motori ATEX che entrano nella catena di distribuzione devono essere classe IE3 o superiore; l'unica eccezione





sono i motori Ex eb a sicurezza aumentata. Entro il 2023, questi motori dovranno raggiungere almeno il livello di efficienza IE2.

WEG produce motori ad alta efficienza energetica per ambienti pericolosi da decenni ma, non essendovi l'obbligo di raggiungere livelli di efficienza energetica elevati negli ambienti pericolosi, alcune aziende optavano per motori a bassa efficienza, probabilmente a causa dei minori costi iniziali.

I motori per aree pericolose prodotti da WEG soddisfano i nuovi standard di efficienza energetica, da ben prima che venissero annunciate le modifiche normative che li contemplavano. Inoltre, la gamma WEG di motori per aree pericolose IE3 viene prodotta in conformità ai requisiti IEC.

WEG offre anche una linea di motori IE4 di altissima qualità per zone sicure e aree pericolose. Ciò è particolarmente utile in quanto, dal 2023, i motori

per zone sicure di potenza compresa tra 75 e 200 kW, che non siano motori autofrenanti o motori per aree pericolose, dovranno soddisfare la classe di efficienza IE4.

Le industrie elettrointensive, per esempio chimiche o farmaceutiche, oppure il settore petrolifero e del gas, spesso utilizzano migliaia di motori a ciclo continuo, 24 ore al giorno. Un miglioramento anche lieve in termini di efficienza, a fronte dell'enorme mole di motori e di ore di esercizio, si traduce in un vantaggio per il fatturato delle aziende.

**“ I costi energetici dei motori elettrici ammontano al 95-97% dei costi totali del ciclo di vita, quindi investire in azionamenti e motori ad alta efficienza energetica offre un rapido ritorno sugli investimenti**

I costi energetici dei motori elettrici ammontano al 95-97% dei costi totali del ciclo di vita, a seconda dell'applicazione. Investire in azionamenti e motori ad alta efficienza energetica, anche se non per libera scelta, di norma offre un rapido ritorno sugli investimenti. Basti pensare alla serie di motori a prova di esplosione IE3 W22Xd prodotti da WEG. I costi di esercizio contenuti di questi motori a induzione possono abbattere i costi del 20-40%, rispetto agli approcci tradizionali.



## Marek Lukaszczyk

Marek Lukaszczyk is the European marketing manager for Europe & Middle East at the motor, drives and gearbox manufacturer WEG. Marek offers a wealth of knowledge in the electrical and electronic manufacturing industry and is crucial in several areas of WEG, including business planning, sales, market research and international marketing.

## Motors for dangerous areas are no longer exempt

Maximum compliance with regulations is a must in hazardous environments. Despite this, any legislative changes can cause inconvenience. Marek Lukaszczyk, marketing manager for Europe and the Middle East at WEG, a world leader in the production of motors and drives, illustrates the regulatory changes affecting motors for hazardous areas and explains how the new energy efficiency requirements can offer significant financial benefits.

# TUTELA, RAPPRESENTA E VALORIZZA I MANAGER



ALDAI-Federmanager è la maggiore organizzazione territoriale del sistema Federmanager, polo di competenze e punto di riferimento per i servizi ai manager oltre che partner integrante del sistema industriale. L'Associazione Lombarda Dirigenti Aziende Industriali rappresenta e tutela quasi 15.000 dirigenti industriali sul territorio.

## SCOPRI I NOSTRI SERVIZI



## Perché iscriversi ad ALDAI-Federmanager?

Per essere protagonisti del futuro della rappresentanza della categoria e del dibattito sul Contratto Dirigenti Industria anche grazie alla partecipazione a Commissioni e Gruppi di lavoro.

Per godere di un sistema integrato di servizi e consulenze professionali, personali e per la famiglia.

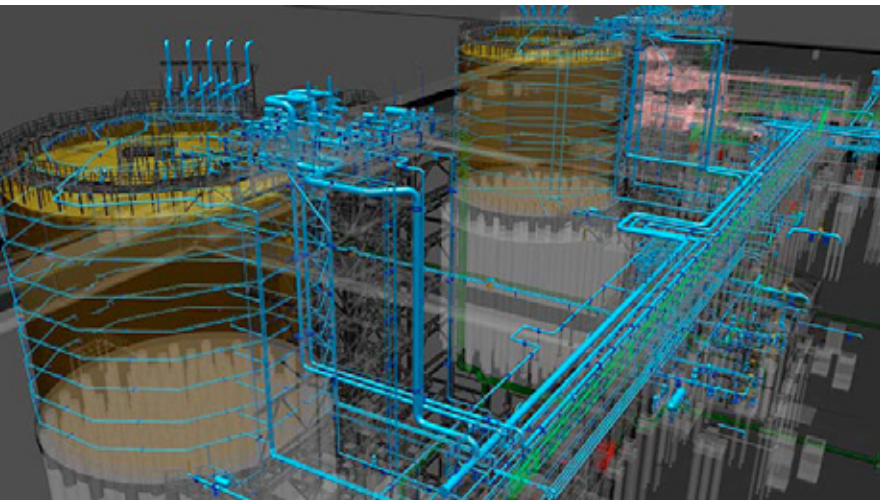
Per sviluppare un network qualificato di manager, protagonisti della business community e della società.

Per ricevere ogni mese la Rivista e accedere al sito Dirigenti Industria, l'house organ cartaceo



Scopri di più su [www.aldai.it](http://www.aldai.it)  
o contattaci a [organizzazione@aldai.it](mailto:organizzazione@aldai.it)

# The basis to create a construction company for complex plants



**Massimo Rebecchi,**  
President and CEO  
Xylem

**W**ith this series, we will analyze the transformation of an engineering company into an organized EPC or EPCM. The first step is to understand the difference between these definitions, which will impact deeply the Project Finance.

An EPC or EPCM Contractor will perform the following main activities:

- Feasibility Studies
- Project Financing
- Contracting
- Basic and Detailed Engineering Services/FEED
- Project Management
- Procurement and Manufacturing
- Construction
- Commissioning, Startup, Training and Operations

Many different terms are tossed around the construction industry loosely describing the different methodology used to design and construct new facilities and turnarounds. Unfortunately, there are no tried and true definitions for the different methods and numerous variations of each of the most popular methods.

With this series, we will analyze the transformation of an engineering company into an organized one for EPC or EPCM contracts, starting with understanding the difference between these definitions and their impact on Project Finance

Determining the correct form of construction contract to pursue can have a great effect on the cost and risk associated with the construction project. The cost of construction varies inversely with the amount of business risk the “owner / financiers” are willing to accept. The less business risk the owner wishes to assume, the higher the cost of construction and management. This follows the “risk-reward” motto for business.

**“Determining the correct form of construction contract can have a great effect on the cost and risk associated with the construction project”**

The two most common types of construction contracts are EPC “turn-key” and EPCM. Each of these methods have variations that can be adapted to each project as needed; example (EPCC Engineering, Procurement, Construction, and Commissioning), etc.

## EPC / EPCM Definition & Comparison

The EPC (Engineering, Procurement and Construction): means the company is contracted to provide engineering, procurement and construction services by the owner. Think Design & Construct style contracts, where the project is largely Contractor managed and the cost risk and control are weighted towards the Contractor and away from the Owner. The



EPC contractor has direct contracts with the construction contractors.

The EPCM (Engineering, Procurement and Construction Management): means the company is contracted to provide engineering, procurement and construction management services. Other companies are contracted by the Owner directly to provide construction

services and they are usually managed by the EPCM contractor on the Owner's behalf. Think Professional Services contracts, where the project is largely Owner managed and the cost risk and control is weighted towards the Owner.

Below is a simplified Chart showing the differences in the type of contracts and how each would differ under

Task / Issue	EPC (Engineering, Procurement and Construction)	EPCM (Engineering, Procurement and Construction Management)
Equipment Supply Contracts	Negotiated & Signed solely between EPC contractor & Supplier	Negotiated & signed between Owner and Supplier /with EPCM contractor's advice and assistance
On-Site Construction Contracts	Negotiated & Signed solely between EPC contractor & Supplier	Negotiated & signed between Owner and Contractor /with EPCM contractor's advice and assistance
Supplier Selection	Suppliers chosen solely by EPC	Suppliers chosen by mutual agreement
Scope of Supply		
Equipment Supply Warranties	Warranties negotiated by Suppliers & EPC contractor and issued to EPC Contractor directly. Warranty to Owner from EPC contractor is negotiated separately between Owner and EPC Contractor and issued to Owner by EPC Contractor	Warranties negotiated individually with each supplier by Owner with EPCM contractor's advice. Issued directly to Owner from the suppliers and contractors
Process Warranties	Warranties negotiated by Suppliers & EPC contractor and issued to EPC Contractor directly. Warranty to Owner from EPC contractor is negotiated separately between Owner and EPC Contractor and issued to Owner by EPC Contractor (Usually in the form of a performance Bond)	Warranties negotiated individually with each supplier by Owner with EPCM contractor's advice. Issued directly to Owner from the suppliers and contractors (Usually in the form of a Performance Bond)
Construction Site Safety (General Liability Insurance, Workman's Compensation, Accident, etc.)	Site Safety solely the responsibility of the EPC contractor and sub- contractors; in accordance with Contractual Agreements	Site safety is monitored by EPCM contractor but site safety is the legal responsibility of Owner and Sub Contractors; in accordance with Contractual Agreements
Permitting (Environmental, Construction, etc.)	Permitting is the responsibility of the EPC contractor with the exception of permits that are required by law to be issued in the name of the Owner of the project	Permits are issued to the Owner directly with EPCM contractor assisting in filing the necessary paperwork
Project Budget Cost Overruns	The cost risks for a project are borne by the EPC contractor. Any cost overruns, for equipment and/or services within the EPC contractor's scope of supply, are for their own account and cannot be passed onto Owner unless "change conditions" occur or contractual agreements to the contrary	The cost risks for a project are borne by the Owner. Any cost overruns, for equipment and/or services are for the Owner account (with the exception of fixed price supply contracts) i.e. Final equipment pricing bids / on site cost higher than originally budgeted.
Project Budget Cost Savings	The cost risks for a project are borne by the EPC contractor. Any cost savings, for equipment and/or services within the EPC contractor's scope of supply, are for their own account and are not passed onto Owner unless contractual agreements to the contrary	The cost risks for a project are borne by the Owner. Any cost savings, for equipment and/or services are for the Owner account i.e. Equipment/ Services bids are returned lower than budgeted.
Project Day-to-Day Expenses	The day-to-day expenses for the project, within the EPC contractor's scope of supply are borne by the EPC contractor	The day-to-day expenses for the project are borne by the Owner but are managed and administered by the EPCM contractor (up to pre-determined quantities, without Owner's need for intervention). Usually a small fund is established by Owner for day-to-day expenses
Project Financing	Project Financing is usually accomplished by substantial down payment by Owner to EPC contractor and the remainder of the fees issued with Irrevocable Letter of Credit (with partial payments) from Owner to EPC Contractor. This requires Owner to have all financing in place at the onset of the Project so as to secure letter of credit (LC).	Project Financing can be any combination of down payments, open accounts, and Irrevocable Letters of Credit from Owner to suppliers / contractors; whatever method is negotiated during contract negotiations. EPCM contractor will assist in all negotiations on Owner's behalf. This allows Owner to have partial financing in place at the onset of the Project with the remainder available as needed, dependant on contractual requirements
Legal Cost	Legal Costs are low for Owner. Owner negotiates only one detailed supply contract with EPC contractor. EPC contractor must negotiate individual contracts with suppliers / vendors. EPC contractor's legal costs are high due to multiple contracts. In the event of legal action is taken, Owner must sue EPC contractor, who in turn must bring legal action against appropriate suppliers / contractors. (Usually a longer process than EPCM legal actions)	Legal Costs are higher for Owner. Owner negotiates multiple supply contracts directly with suppliers / contractor; with the assistance of EPCM contractor. In the event of legal action is taken, Owner must bring legal action against individual suppliers / contractors. (Usually a shorter process than EPC legal actions)
Administration	Owner's administration costs are low with EPC contract. Only minimal staff (management, QC, legal, etc.) needed to administer/monitor project. May have negative effect on project "ownership" feeling within Owner's organization (Hands off).	Owner's administration costs are higher with EPCM contracts. Substantial staffing levels needed to assist/compliment EPCM contractor in administering/monitoring project. Promotes "ownership" feeling within Owner's organization. Project staff often transferred to operational staff after project completion.

the same situations: The list below is not a complete list of differences between EPC and EPCM contracts but it does address many of the major contractual differences. The way each of these issues is handled can be modified during contract negotiations to suit the situation and overall goals of the project.

EPC and EPCM contracting are both very prevalent types of contracts within the construction industry. Dependent on the level of risk the Owner of a project is willing to accept, budget constraints, and the Owner's organization core competencies, will determine which method is best for their project.

EPC contracting tends to be more expensive, to the Owner, due to the shift of project risk away from the Owner and to the EPC Contractor. On average, a project's cost 10% - 20% more using EPC style of contracting than a project using the EPCM style of contracting. This is due in large part to the project's risk being more evenly distributed between the Owner and contracts / suppliers.

Construction contracting trends have been leaning towards the EPCM style of contracting and away from EPC contracting for several reasons but both methods have their place in business today.

## EPCM Advantages

- Lower Overall Cost
- Staff's Sense of Ownership
- More Control over Process
- Better for less defined projects with anticipated changes to scope of supply
- Less Legal Litigation (Identify issues early and remedy situation before larger problems arise)
- Owner's Financing Flexibility

These are just a few of the advantages of EPCM style of construction contracting.

EPC contracting has its place in the construction in-

dustry as well. Under certain situations, it makes better sense to use this type of construction contracting than other methods.

## EPC Advantages

- One Stop Shopping "One point of Contact"
- "Hands off" approach to project
- Minimal Staffing Requirements
- Minimal Legal Risk
- Best for well-defined projects with Detailed Engineering Complete before EPC Contractor selected (Minimal Unknowns).

**“These contract methods can be tailored to the individual projects / owner's needs. Each company must decide for themselves as to which method of construction contracting is best for their particular project and situation**

As stated before, these construction contract methods can be tailored to the individual projects / owner's needs. Some companies can go as far as breaking up each portion of the EPC / EPCM (Engineering, Procurement, Construction / Construction Management) to separate companies. One company can do the engineering; another can do the procurement, while still another can do the construction / project management).

Each company must decide for themselves, with the advice of legal and financial counsels, as to which method of construction contracting is best for their particular project and situation.



## Massimo Rebecchi

Massimo Rebecchi is graduated in Civil Geotechnical Engineering. He has achieved PhD in Minerals and Petroleum Engineering in the United States. For years he was freelance professional as Mud Logger and Drilling Project Manager. He attended important construction projects under CCC-Sicon Oil group.

As a GE consultant in Nuovo Pignone since 2010, he attended several strategic Projects. During this experience he established Xylem srl in Milan. As President and Managing Director he satisfied the Operations, Project and Quality requirements of several Main Contractors.

Today Xylem is a Lead Business Consultant Company in Industrial Construction (Oil, Gas, Process, Mills, Rail) for Operations, Project Management and Sourcing Quality Management located in Italy, Emirates, France and Algeria.

## Le basi per creare una società di costruzione di impianti complessi

Xylem presenta una serie di articoli che descrivono i principali elementi del processo di costruzione di impianti complessi. Sono indicazioni ricavate da esperienze dirette, da avere vissuto le esperienze di tutti i dipartimenti e aver partecipato alla loro armonizzazione.

Dalla scelta del modo con cui proporsi ai progetti, al modo con cui affrontare i tender, le negoziazioni dei bond, la gestione del procurement, gli standard di *contracting*, fino alla ricerca e gestione delle HR trasversale a tutte le attività, le attività di ingegneria di base e di dettaglio, il feed, la qualità, le attività di *commissioning* e il *claim*: sono discipline che hanno ciascuna le proprie particolarità, che spesso sono sconosciuti a chi non è inserito in questi meccanismi. Non ultimo è importante affrontare i temi di sicurezza di area, delle posizioni di dominio dei contractors e le pressioni esercitate sui governi.

# Programma Corsi ANIMP 2022

AREA COMPANY MANAGEMENT				
TITOLO CORSO	DESCRIZIONE	DURATA / MODALITA' EROGAZIONE	DATE 1° SEMESTRE 2022	DATE 2° SEMESTRE 2022
<b>CONTRATTUALISTICA</b>				
<b>IL CLAIM NELLA VITA DEL PROGETTO: PREVENZIONE E APPROCCIO DOCUMENTALE</b>	Partendo dal riconoscimento dei rischi insiti nell'accordo contrattuale, il corso ha l'obiettivo di trasmettere procedure di comunicazione atte ad esercitare il dovuto controllo di processo, notificando tempestivamente potenziali eventi che possano pregiudicare la fornitura.	4 sessioni di 4 ore in remote training	15, 16 - 22, 23 Marzo	TBD
<b>PROPOSAL MANAGEMENT</b>				
<b>IL PROPOSAL MANAGEMENT</b>	Scopo del corso è fornire una visione globale dei molteplici aspetti relativi alla effettiva competitività dell'azione commerciale in aziende grandi, medie e piccole appartenenti alla filiera impiantistica (servizi qualificati, impianti, forniture complesse oppure singoli componenti).	6 sessioni di 4 ore In remote training		11, 12, 13 - 18, 19, 20 Ottobre
<b>PROPOSAL MANAGEMENT NELLE AZIENDE MANIFATTURIERE DI COMPONENTI E SKID</b>	Nel corso sono trattati i molteplici aspetti inerenti ai processi di offerta di aziende che realizzano Skid e Moduli di Impianto (Packages). Con attenzione in fase di trattativa: alle specifiche tecniche e d'esercizio, agli obblighi contrattuali in via di assunzione e ai relativi rischi, ai flussi finanziari connessi alla capacità di auto finanziamento delle commesse, alle garanzie finanziarie da sottoscrivere, all'assistenza post vendita richiesta dai clienti e, più in generale, a tutti gli aspetti tesi al successo di forniture destinate ai mercati internazionali.	6 sessioni di 4 ore in remote training	5, 6, 7 - 12, 13, 14 Aprile	TBD
<b>CONTROLLI</b>				
<b>IL CONTROLLO DI PROGETTO: MONITORAGGIO, CONTROLLO E STATO AVANZAMENTO LAVORI</b>	Vengono esaminate le attività di monitoraggio e di controllo di un progetto, che consentono di valutarne costantemente l'avanzamento, misurare la performance dei gruppi di lavoro e verificare che gli obiettivi prefissati siano realistici.	4 sessioni di 4 ore in remote training + fruizione di alcuni moduli tematici PM-base e-learning	8, 9 - 15, 16 Marzo	9, 10 - 15, 16 Novembre
<b>SOFT SKILLS</b>				
<b>STRATEGIE E TATTICHE DI NEGOZIAZIONE E DI PRICING B2B</b>	Il corso si propone di: individuare le variabili di business - "situazionali" e di dinamica relazionale - che caratterizzano il processo negoziale; sviluppare le capacità metodologiche e operative atte a gestire con efficacia le componenti strategiche e tattiche che caratterizzano una trattativa complessa; stimolare la crescita personale in relazione ai comportamenti relazionali-psicologici che danno efficacia al "faccia-a-faccia".	3 sessioni di 4 ore in remote training	3, 10, 17 Marzo	13, 20, 27 Ottobre
<b>COMUNICAZIONE E NEGOZIAZIONE NEI TEAM DI LAVORO</b>	Le relazioni all'interno di un team di lavoro sono spesso complesse. Il corso si pone l'obiettivo di presentare un sistema innovativo di negoziazione che consente di aumentare la propria efficacia personale, soprattutto quando si deve dialogare con interlocutori "difficili".	4 sessioni di 4 ore in remote training		4,11,17,25 Ottobre
<b>METODOLOGIA DI PROBLEM SOLVING APPLICATA ALLA "CATENA DEL VALORE"</b>	Focus del corso è il valore e l'impatto della metodologia di <i>problem solving</i> nella gestione di un progetto e nelle relazioni intra/inter-organizzative, anche conflittuali; l'analisi del <i>problem solving</i> nelle fasi, criteri metodologici e fattori di successo comportamentali.	2 sessioni di 4 ore in remote training		28 Settembre e 5 Ottobre
<b>SVILUPPO MANAGERIALE E LEADERSHIP SITUAZIONALE</b>	I partecipanti sono chiamati a interagire costantemente attraverso role playing ed esercitazioni, come una sorta di palestra, per affinare e sperimentare le tecniche di people management.	4 sessioni di 4 ore in remote training	14, 21, 28 Marzo e 4 Aprile	7, 14, 21, 29 Novembre
<b>LEADERSHIP: ENGAGEMENT E PERFORMANCE DEL TEAM</b>	Il corso si propone di costruire una chiave di lettura sui fattori distintivi della leadership, in contesti sia di smart working che di lavoro in presenza.	4 sessioni di 4 ore in remote training	2, 9 Marzo	TBD
<b>AREA PROJECT MANAGEMENT</b>				
<b>PROFESSIONALE - IPMA COMPETENCE</b>				
<b>METODOLOGIE ESSENZIALI DI PROJECT MANAGEMENT PER LA GESTIONE OPERATIVA DEI PROGETTI</b>	L'obiettivo del corso è di fornire ai partecipanti le conoscenze delle metodologie "Essenziali", che stanno alla base della gestione operativa di un progetto al fine di consentire loro un efficace inserimento in un "Project team", Il corso segue lo Standard IPMA ICB4 (Individual Competence Baseline).	4 sessioni di 4 ore in remote training + fruizione del corso PM-base e-learning	25, 26 Marzo 1, 2 Aprile	

## AREA PROJECT MANAGEMENT

TITOLO CORSO	DESCRIZIONE	DURATA / MODALITA' EROGAZIONE	DATE 1° SEMESTRE 2022	DATE 2° SEMESTRE 2022
<b>PROFESSIONALE - IPMA COMPETENCE</b>				
<b>CORSO PROFESSIONALE SUL PROJECT MANAGEMENT SECONDO LA METODOLOGIA IPMA</b>	L'obiettivo è di approfondire i concetti e le metodologie che sono alla base della "Gestione dei Progetti" e di incrementare le competenze professionali dei partecipanti tramite workshop interattivi. Il corso fornisce un inquadramento sistemico dei temi fondamentali del Project Management, secondo lo Standard IPMA ICB4 (Individual Competence Baseline).	Erogazione mista: 8 ore in presenza, 7 sessioni di 4 ore on-line + fruizione del corso PM-base e-learning	<b>4, 5, 11, 12, 18, 19 Marzo</b>	<b>Ottobre TBD</b>
<b>CORSO IPMA SUL PROJECT MANAGEMENT "HYBRID AGILE"</b>	Il corso consente di conoscere o approfondire le metodologie, le competenze, i ruoli e le responsabilità della gestione dei progetti secondo l'approccio "Hybrid Agile" e di avere una visione ad ampio spettro disponendo degli strumenti necessari per gestire situazioni di forte indeterminazione, sia a livello operativo che come "governance" dell'intero progetto.	6 sessioni di 4 ore in remote training	<b>5 Marzo</b>	<b>TBD</b>
<b>Corso e-Learning COMPETENZE ESSENZIALI DI PROJECT MANAGEMENT PER LA GESTIONE OPERATIVA DEI PROGETTI</b>	Il corso tratta gli elementi essenziali di Project management che stanno alla base della gestione operativa di un progetto ed è basato su un modello didattico più aderente alle esigenze di una formazione secondo una logica everywhere ed everytime, tipica delle soluzioni digitali. Il corso segue lo Standard IPMA ICB4 (Individual Competence Baseline).	Il corso ha una durata complessiva di 6 ore circa, suddiviso in 12 moduli. Può essere seguito senza vincoli di tempo accedendo con credenziali riservate.	<b>==</b>	<b>==</b>
<b>WORKSHOP INTERATTIVO - PROJECT MANAGEMENT SECONDO LO STANDARD IPMA</b>	La partecipazione al workshop consente di avere una visione completa dell'approccio e delle metodologie che sono fondamentali per una gestione efficace dei progetti secondo lo Standard IPMA ICB4 (Individual Competence Baseline).	8 ore in presenza		<b>Ottobre TBD</b>
<b>PREPARAZIONE ALL'ESAME DI CERTIFICAZIONE PROFESSIONALE IPMA - ICB4</b>	L'obiettivo del corso è di integrare le competenze che i partecipanti hanno acquisito, tramite l'esperienza maturata direttamente sul campo, nella gestione dei progetti con le metodologie che sono alla base del Project Management e che costituiscono i contenuti delle prove d'esame previste per la Certificazione secondo lo Standard IPMA ICB4 (4 livelli).	4 sessioni di 4 ore in remote training	<b>4, 5 - 11, 12 Aprile</b>	<b>TBD</b>
<b>PM APPROFONDIMENTO</b>				
<b>IL PROGRESS DI PROGETTO: METODI, CALCOLO E APPLICAZIONI</b>	L'obiettivo è quello di fornire gli strumenti e le metodologie per costruire in modo operativo l'avanzamento di un progetto. Avanzamento che interessa le funzioni di pianificazione, di monitoraggio e consente di intraprendere le azioni correttive necessarie.	2 sessioni di 4 ore in remote training + fruizione di alcuni moduli tematici PM-base e-learning		<b>12, 13 Ottobre</b>
<b>REPORTING DI PROGETTO</b>	Il reporting di progetto è un'attività essenziale nella gestione di una commessa. Molteplici gli aspetti trattati relativi ai report: destinatari e tipologie, impostazione e contenuto, metriche e indicatori principali (KPI), utilizzo di format e template per costruire il sistema di reporting di progetto, applicazione di standard documentali di uso corrente.	3 sessioni di 4 ore in remote training + fruizione di alcuni moduli tematici PM-base e-learning	<b>12, 13, 20 Aprile</b>	<b>13, 14, 16 Dicembre</b>
<b>AVVIO E CHIUSURA DI PROGETTO: CRITICITA' E OPPORTUNITA'</b>	Nel corso vengono illustrate le metodologie per avviare e chiudere al meglio la "macchina progetto", rispettando gli obiettivi stabiliti dal contratto con il Committente (tempi, costi, qualità, scopo del lavoro, rischi).	2 sessioni di 4 ore in remote training + fruizione di alcuni moduli tematici PM-base e-learning	<b>10, 11 Maggio</b>	<b>1, 2 Dicembre</b>
<b>GESTIONE OPERATIVA DEI RISCHI DI PROGETTO</b>	Analizzando casi di studio concreti e di crescente complessità, si applica il metodo gestionale considerato, con l'obiettivo di mitigare i rischi emergenti nei diversi momenti di commessa (ingegneria, acquisti, trasporti, construction, commissioning) ed intraprendere le possibili azioni per mantenere il progetto nei tempi, nei costi e nel rispetto delle prestazioni attese.	4 sessioni di 4 ore in remote training	<b>1, 2, 3, 4 Marzo</b>	<b>4, 5, 6, 7 Ottobre</b>
<b>AREA EXECUTION PER LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTI E INFRASTRUTTURE</b>				
<b>ENGINEERING</b>				
<b>L'INGEGNERIA INTEGRATA NELL'ERA DIGITALE</b>	Nella progettazione di impianti complessi, il corretto interfacciamento tra le varie discipline riveste un ruolo fondamentale. Il corso si propone di analizzare tutti gli aspetti necessari per conseguire risultati di piena integrazione, tramite il continuo scambio di informazioni e il corretto uso degli strumenti informatici a disposizione.	4 sessioni di 4 ore in remote training	<b>TBD</b>	
<b>LA GESTIONE DELL'INGEGNERIA PER OTTIMIZZARE GLI APPROVVIGIONAMENTI E IL CANTIERE</b>	Con riferimento agli elementi dell'IPMA ICB4 (Individual Competence Baseline) il corso prende in esame le fasi operative della gestione dei materiali necessari alla realizzazione di un impianto: offerta, progettazione / programmazione, ciclo acquisti, controlli ex works, logistica (trasporto e magazzinaggio in cantiere), costruzione e/o assemblaggio.	4 sessioni di 4 ore in remote training	<b>5, 6 - 11, 12 Aprile</b>	<b>10, 11 - 20, 21 Ottobre</b>

**AREA EXECUTION PER LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTI E INFRASTRUTTURE**

TITOLO CORSO	DESCRIZIONE	DURATA / MODALITA' EROGAZIONE	DATE 1° SEMESTRE 2022	DATE 2° SEMESTRE 2022
<b>CONSTRUCTION</b>				
<b>METODOLOGIE ESSENZIALI DI CONSTRUCTION MANAGEMENT</b>	I progetti di impianti e infrastrutture sono opere complesse che richiedono a tutti i responsabili delle fasi realizzative oltre alle competenze professionali anche competenze di project management per conseguire gli obiettivi previsti. La fase costruttiva è un momento focale nel ciclo di vita del progetto e il ruolo del construction manager è di particolare rilevanza. Nel corso sono trattate le metodologie che un construction manager deve conoscere e praticare per svolgere con efficacia il proprio ruolo avendo ben presente le connessioni con il project manager e con le altre fasi del progetto (progettazione, approvvigionamenti, logistica, ecc.). Il corso segue lo Standard IPMA ICBA (Individual Competence Baseline).	6 sessioni di 4 ore in remote training oppure 8 ore in presenza + 4 sessioni di 4 ore in remote training	<b>7, 10, 14, 18, 21 Marzo</b>	<b>5, 6, 12, 13, 14 Dicembre</b>
<b>LA GESTIONE E AMMINISTRAZIONE DEGLI APPALTI DI COSTRUZIONE (IMPIANTI E INFRASTRUTTURE)</b>	Il corso tratta della gestione e dell'amministrazione degli appalti in cantiere, illustrando le metodologie e gli strumenti informatici in uso. Un particolare approfondimento riguarda la misura degli avanzamenti e la loro valorizzazione amministrativa, nel quadro di un'attenta gestione degli impegni contrattuali, con l'obiettivo di realizzare gli attesi risultati economici e di qualità prestazionale.	4 sessioni di 4 ore in remote training	<b>22, 23 - 29, 30 Marzo</b>	<b>20, 21 - 28, 29 Settembre</b>
<b>COORDINAMENTO TRA GESTIONE DI PROGETTO E CANTIERE / OFFICINE</b>	Il corso esamina le problematiche tipiche, che debbono essere affrontate e risolte nell'esecuzione di un progetto, tra il cantiere e le altre funzioni aziendali interessate (ingegneria, approvvigionamenti, pianificazione, project management).	2 sessioni di 4 ore in remote training	<b>22, 23 Febbraio</b>	<b>26, 27 Settembre</b>
<b>CONSTRUCTABILITY: INGEGNERIA E PROCUREMENT "CONSTRUCTION ORIENTED"</b>	Il corso affronta le seguenti tematiche: impostazione e tecniche di constructability; metodologie innovative disponibili per il miglioramento delle fasi di ingegneria, procurement e costruzione.	3 sessioni di 3 ore in remote training	<b>14, 21, 28 Giugno</b>	<b>7, 17, 22 Novembre</b>
<b>LA PREFABBRICAZIONE NELLA COSTRUZIONE</b>	Il corso ha l'obiettivo di trasmettere le conoscenze di base delle fasi che costituiscono i processi di prefabbricazione: l'organizzazione, la pianificazione, la fabbricazione ed il controllo delle fasi lavorative nell'ambito della realizzazione di un impianto.	2 sessioni di 4 ore in remote training		<b>18, 19 Ottobre</b>

**> Il presente programma potrà subire modifiche e/o integrazioni  
> I corsi saranno erogati a raggiungimento del nr. minimo di iscritti**



- > erogazione anche in-house:** corsi per singole aziende (riservati ai loro dipendenti), sviluppando e approfondendo temi relativi alle aree di interesse specifiche.
- > quote agevolate** riservate a soci ANIMP - associati a Sistema confederale Confindustria (ANIE, ANIMA, ASSOLOMBARDA, UAMI) – ALDAI/Federmanager;
- > possibilità di finanziamento** tramite i Fondi Paritetici Interprofessionali nazionali per la formazione continua

## Informazioni

**Beatrice Vianello**

Responsabile Segreteria Attività Formativa ANIMP

**beatrice.vianello@animp.it - formazione@animp.it**

Programma aggiornato corsi 2022  
<https://www.animp.it/prodotti-e-servizi/formazione/programma-corsi-2022/>

# Indice degli inserzionisti

105 ALDAI

5 AUCOTEC SRL

4a di Cop. AVEVA SOFTWARE ITALIA S

91 BENTLEY

53 BURCKHARDT COMPRESSION

35 CADMATIC

1 CEAR

20 CORTEM

4 CTA COMMERCIALE TUBI SPA

25 DHL GLOBA FORWARDIN

Cop. Focus ENEXIO ITALY SRL

3a di Cop. ESAIN

42 FAGIOLI SPA

78 GARBARINO POMPE

37 HYDAC SPA

55 INDRA SRL

57 LLOYD'S REGISTER

7 MAUS ITALIA

38 R. STHAL PAG 38

2 R.T.I. SPA

61 REPCO SRL

63 VOITH GMBH

2a di Cop. WEG ITALIA

1a di Cop. WOOD

3 XYLEM SRL

# Norme per i collaboratori

## Invio, esame ed editing degli articoli

Gli articoli devono essere inviati alla redazione della rivista via e-mail.

Tutti gli articoli inviati sono sottoposti a una preliminare valutazione di interesse e contenuto tecnico da parte del Comitato di Redazione. Normalmente sono pubblicati in italiano.

Il testo degli articoli accettati è soggetto all'editing e all'impaginazione da parte della redazione, al fine di avere uniformità formale tra tutti gli articoli di ciascun numero della rivista.

## Dimensione degli articoli

L'articolo tecnico standard occupa 6-8 pagine stampate, corrispondente a numero di battute tra 10.000 e 15.000 (compresi gli spazi bianchi tra le parole), a 3-4 fotografie/illustrazioni di medie dimensioni e a 2-3 tabelle di medie dimensioni.

A meno di particolari motivi, sono da evitare articoli molto corti (meno di 3 pagine) o troppo lunghi (più di 10 pagine); gli articoli lunghi possono eventualmente essere divisi in due o più parti, da pubblicare in numeri successivi della rivista.

## Titolo

Il titolo fornito dall'autore (in italiano e in inglese) può essere modificato dalla redazione per uniformità, come lunghezza e stile, con i titoli degli altri articoli della rivista

## Sommario e abstract

L'articolo deve essere corredato da un sommario in italiano o in inglese (a seconda della lingua dell'articolo) di circa 100 parole.

## Curricula degli autori

Per ciascun autore si richiede una foto a colori formato tessera e un breve curriculum vitae (massimo 100 parole).

## Formati

Il testo e le tabelle vanno forniti in formato Word, anche sullo stesso file.

Le fotografie/illustrazioni vanno fornite, in file separato dal testo, con risoluzione di 300 dpi e compressi in formati jpg; sono accettati anche formati Tiff, Eps, Power Point e PDF.

I grafici possono essere forniti in formato Excel o jpg.

## Fotografie

Le fotografie allegate all'articolo devono essere originali e di libera pubblicazione.

Eventuali fotografie protette da copyright, devono avere l'autorizzazione scritta dell'autore alla pubblicazione. La redazione si impegna a citare la fonte nella didascalia relativa a ciascuna foto. L'autore dell'articolo si assume ogni responsabilità in merito all'origine delle fotografie allegate al testo.

## Bozze

La redazione si impegna a inviare un pdf dell'articolo impaginato all'autore (o, nel caso di più autori, all'autore designato) per il controllo.

## Redazione:

chiara.scarongella@animp.it

Le norme sono scaricabili dal sito [www.animp.it](http://www.animp.it) in "Rivista"



O.V.E.S.T. S.r.l.

Concessionaria di Pubblicità

O.V.E.S.T. s.r.l.

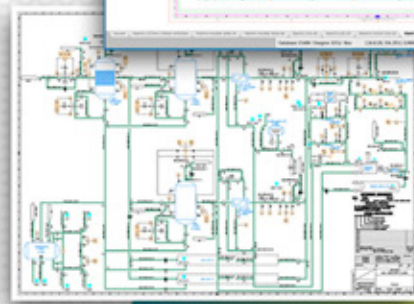
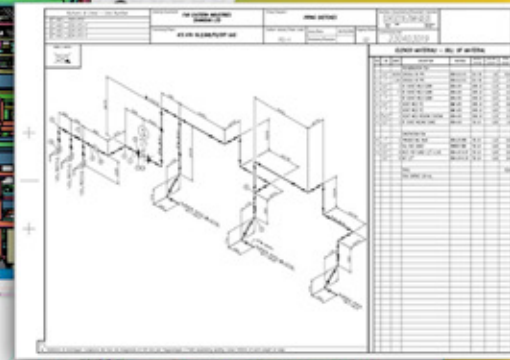
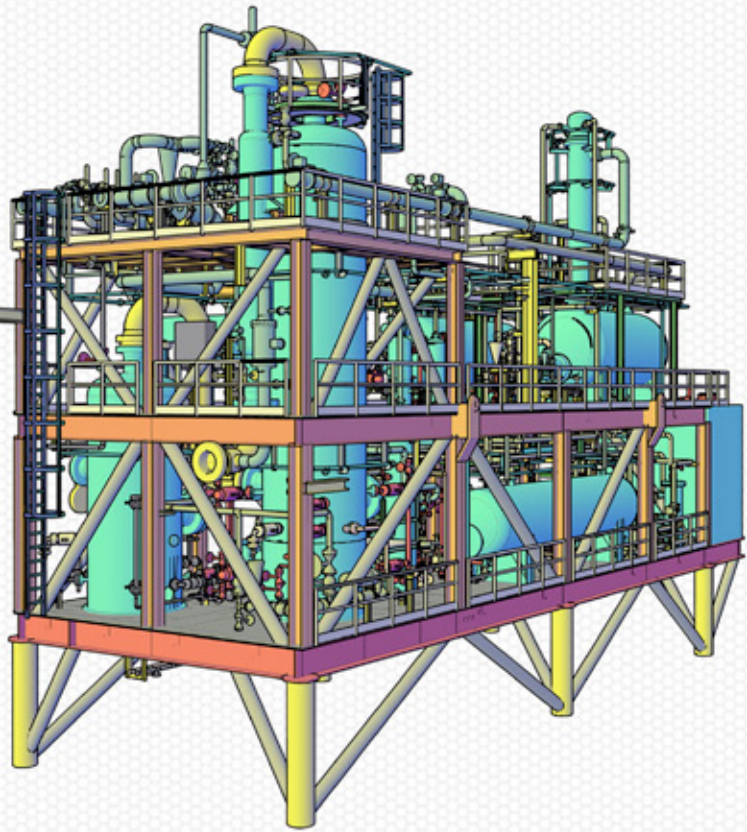
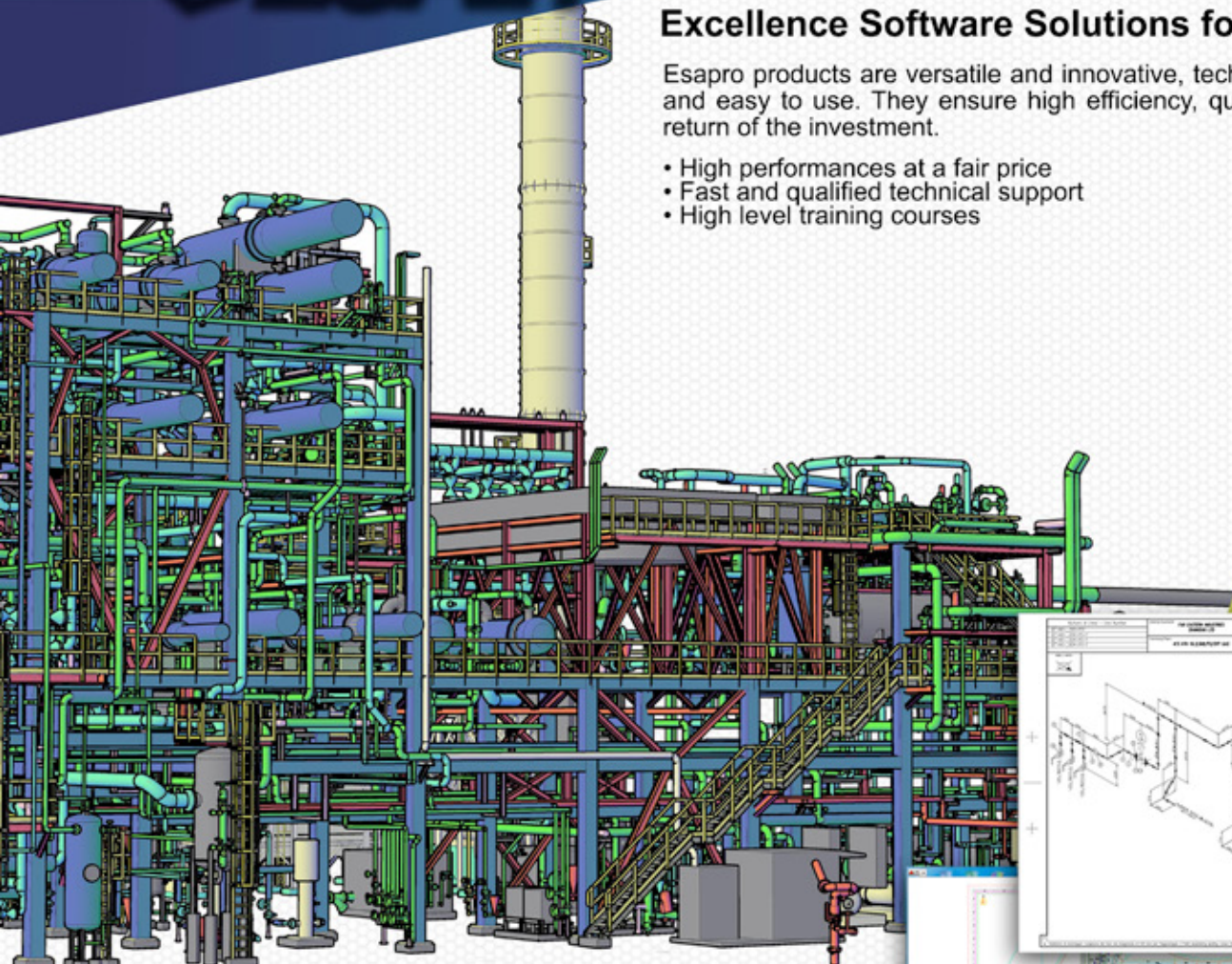
Tel. 02 5469174

ovest@ovest.it

## Excellence Software Solutions for Plant Design

Esapro products are versatile and innovative, technologically advanced and easy to use. They ensure high efficiency, quick set-up and rapid return of the investment.

- High performances at a fair price
- Fast and qualified technical support
- High level training courses



ESAIN srl  
 Via F. Dassori 49/4  
 16131 Genova (ITALY)  
[www.esain.com](http://www.esain.com)



---

# Improve your sustainability with industrial software

## Discover how your company can reduce waste and improve energy efficiency

Businesses around the world are prioritising sustainability to reduce their impact on the environment and reach net zero. Tightening regulations require a new way of thinking, in order to make these goals a reality.

AVEVA provides world-class industrial software tools to help transform operations, enhancing energy efficiency, reducing waste and driving circularity. Working together, we can accelerate a greener more sustainable future.

Find out more at [aveva.com/sustainability](https://aveva.com/sustainability)

