

Public Consultation: Revision of the EU's electricity market design

Fields marked with * are mandatory.

Electricity Market Design

The consultation document with the questions can also be downloaded here:

[EMD Consultation document.pdf](#)

Introduction

Background

Over the last year, electricity prices have been significantly higher than before. Prices started rising rapidly in summer of 2021 when Russia reduced its gas supplies to Europe while global demand picked up as COVID-19 restrictions were eased. Subsequently, Russia's invasion of Ukraine and its weaponisation of energy sources have led to substantially lower levels of gas delivery to the EU and increased disruptions of gas supply, further driving up the price. This has had a severe impact on EU households and the economy. High gas prices influence the price of electricity from gas fired power plants, often needed to satisfy electricity demand.

In the immediate reaction to global dynamics, the EU provided an energy prices toolbox with measures to address high prices (including income support, tax breaks, gas saving and storage measures). The subsequent weaponisation of gas supply and Russia's manipulation of the markets through intentional disruptions of gas flows have led not only to skyrocketing energy prices, but also to endangering security of supply. To address it, the EU had to act to diversify gas supplies and to accelerate energy efficiency and the deployment of renewable energy.

Following the Russian invasion of Ukraine in February 2022, the EU responded with REPowerEU - a plan for the Union to rapidly end its dependence on Russian energy supplies by strengthening the European resilience and security, reducing energy consumption, accelerating the roll-out of renewables and energy efficiency, and securing alternative energy supplies. The EU also established a temporary State Aid regime to allow certain subsidies to soften the impact of high prices. Further, to address the price crisis and security concerns, the EU has agreed and implemented a strong gas storage regime, effective demand reduction measures for gas and electricity, and price limiting regimes to avoid windfall profits in both gas and electricity markets.

The EU Electricity Market Design

The current electricity market design has delivered a well-integrated market, allowing Europe to reap the economic benefits of a single energy market in the normal market circumstances, ensuring security of supply and sustaining the decarbonisation process. Cross-border interconnectivity also ensures safer, more reliable and efficient operation of the power system.

Market design has also helped the emergence of new and innovative products and measures on retail electricity markets – supporting energy efficiency and renewable uptake and helping consumers reduce their energy bills also through emerging services for providing demand response. Building on and seizing the potential of the digitalisation of the energy system, such as active participation by consumers, will be a key element of our future electricity markets and systems.

In the context of the energy crisis, the current electricity market design has however also demonstrated a number of shortcomings. The reforms the Commission will undertake will address those shortcomings and ensure stable and well-integrated energy markets, which continue to attract private investments at a sufficient scale as an essential enabler of the European Green Deal objectives and the transition to a climate neutral economy by 2050.

In addition to these shortcomings, the European electricity sector is facing a number of more long-term challenges triggered by the rising shares of variable renewable energy and the progressive drive towards full decarbonisation by 2050. This includes ensuring investments, not just as regards renewables but also as regards weather independent low-carbon technologies until large scale storage and other flexibility tools become available. Stronger locational price signals in the system may be needed to ensure that the investments take place where they are needed, reflecting the physical reality of the electricity grid whilst at the same time ensuring incentives for cross-border long-term contracting. Some of these challenges will require ongoing policy reflections going beyond the scope of the current reform.

Making Electricity Bills More Independent from the Short-Term Cost of Fossil Fuels

The strong focus of the current market design on short-term markets, still very often determined by volatile fossil fuel prices, has exposed households and companies to significant price spikes with effects on their electricity bills. Many consumers found they had no option but to pay higher electricity prices driven by wholesale gas prices – either because they had no access to electricity cheaper electricity from renewable sources or could not install solar panels themselves.

The current regulatory framework regarding long-term instruments has proven insufficient to protect large industrial consumers, SMEs and households from excessive volatility and higher energy bills.

The gas price increase together with the strong role that short-term markets play in today's electricity market design have also boosted the revenues and profits well beyond the expectations of many generators with lower marginal costs such as renewables and nuclear (“inframarginal generators”), while receiving – in some cases - public support as well.

Short-term markets remain essential for the integration of renewable energy sources in the electricity system, to ensure that the cheapest form of electricity is used at all times, and to ensure that electricity flows smoothly between Member States. Whilst short-term price spikes can in general incentivize consumers to reduce or shift their demand, sustained high prices over a longer period translate into

unaffordable bills for many consumers and companies.

This is why there is a need to complement the regulatory framework governing these short-term markets with additional instruments and tools that incentivise the use of long-term contracts to ensure that the energy bills of European consumers and companies - and the revenues of inframarginal generators - become more independent from the fluctuation of prices in short-term markets (often driven by fossil fuel costs) and thus more stable over longer periods of time. The reforms should create a buffer between consumers and short-term markets, ensuring that they will be better protected from extreme prices and that electricity bills better reflect the overall electricity mix and the lower cost of generating electricity from renewables. Electricity bills across Europe should depend less on the short-term markets, with an increasing share of consumers shifting into more stable and affordable longer-term pricing arrangements.

There are two main types of long-term contracts which allow to pass on the benefits of renewables to all consumers. One is power purchase agreements (PPAs) between private parties which ensure that electricity is sold on a long-term basis at an agreed price, therefore not determined by short-term markets. Power purchase agreements bring multiple benefits. For consumers, they provide cost competitive electricity and hedge against electricity price volatility. For renewable projects developers, they provide a source of stable long-term income. For governments, they provide an alternative avenue to the deployment of renewables without the need for public funding. Although power purchase agreements are becoming more widespread in the EU and the Renewable Energy Directive obliges the Member States to remove unjustified barriers to their development, the overall market share of power purchase agreements remains limited. The growth of power purchase agreements is concentrated in some Member States only and confined to large companies.

The Commission will suggest ways in which the share of PPAs in the overall electricity market can be increased and their roll-out incentivised through the market design. The uptake of power purchase agreements, in particular by small and medium companies, can, for example, be more widely promoted by public tendering for renewable energy in which a share of a project could be contracted through power purchase agreements. Credit guarantees to power purchase agreements backed by public actors could be considered as a form of support that could efficiently drive the emergence of a power purchase agreement market. Potentially, measures could be considered to ensure that industrial consumers use the full potential of power purchase agreements to lower their exposure to short-term markets and that energy suppliers more actively enter into the power purchase agreement market.

The other type of long-term contracts applies where public support is needed to trigger investments, so-called two-way contracts for difference ("two-way CfDs"). These contracts ensure that the income of the generators in question (and the corresponding cost for consumers) provides an adequate incentive to invest and is less dependent on short-term markets. These contracts for difference are typically established by a competitive tender process, allowing support to be channelled to the projects with the lowest expected production costs. In situations of very high prices two-way CfDs would provide Member States with additional funds for reducing the impact of high electricity prices on consumers.

The upcoming reform offers an opportunity to present ways in which two-way CfDs can be integrated into the electricity market design. A number of issues need to be considered in this context, notably as to the extent to which the use of CfDs becomes mandatory for investments involving public support and whether the use of such contracts should only cover new generation assets entering the market or also certain types of existing generation assets.

In any case, given the multiple benefits of the power purchase agreements, the actions of the reform concerning the CfDs should not affect the development of the power purchase agreement market across the EU. Both instruments are necessary complements to achieve the necessary deployment of renewables.

- The simplest way to introduce two-way CfDs would be to complement the existing principles for support schemes with the specific ones to govern such contracts in the regulatory framework, with Member States deciding whether or not to use these instruments to drive new investments in inframarginal generation.
- A more binding way to anchor these contracts in the regulatory framework would be to require that all investments involving the use of public support rely on such contract structures. This would need to be carefully calibrated to ensure that CfDs provide the necessary incentives at the least cost for consumers.
- Another option would be to not only envisage the use of CfDs for new generation but also to allow Member States to offer contracts on certain types of existing inframarginal generators (e.g., for specific types of technologies). These contracts could be awarded to existing generation, where possible, on the basis of competitive bidding.
- A more far-reaching approach would be to not only envisage the use of CfDs for new generation but also to allow Member States to impose these contracts on certain types of existing inframarginal generators (e.g., for specific types of technologies). Contrary to the situation for new generation, the contracts for these types of existing generators would typically not result from market-based tendering but would result from ex-post price regulation. Whilst this would accelerate the uptake of contracts for difference, it would also create significant uncertainty for investors in renewables. This could risk the necessary investments in this type of generation, increase the costs of those investments and as a result be counterproductive.

Driving Renewable Investments – Europe’s Way Out of the Crisis

Increasing renewable energy deployment as well as electrification in general, is critical for Europe’s security of supply, the affordability of energy and achieving climate neutrality by 2050. The accelerated deployment of renewables and energy efficiency measures will structurally reduce demand for fossil fuels in the power, heating and cooling, industry and transport sectors. Thanks to their low operational costs, renewables can lower energy prices across the EU. Furthermore, faster deployment of renewable energy will contribute to EU’s security of energy supply.

Any regulatory intervention in the electricity market design therefore needs to preserve and enhance the incentives for investments and provide investors with certainty and predictability, while addressing the economic and social concerns related to high energy prices.

Alternatives to Gas to Keep the Electricity System in Balance

The consultation also covers ways to improve the conditions under which flexibility solutions such as demand response, energy storage and other weather independent renewable and low carbon sources, compete in the markets. These include measures aimed at incentivising the development of such flexibility solutions in the market (such as adapting the tariff design of system operators to ensure that they fully consider all flexibility solutions and use the existing network as efficiently as possible, allowing for access to more detailed data from electricity consumers through the installation of submeters or developing products

to reduce demand or shift energy consumption in periods of high demand or prices) and targeted measures to improve the efficiency of the short-term markets, with particular focus on the intraday market (such as allowing trading across Member States closer to the delivery of electricity and further increasing the liquidity in this market). In addition, the consultation seeks input on how to safeguard security of supply and adequacy also in situations of unforeseen crisis to ensure timely investments in capacity.

Combined with renewable generation and enhanced investments in grid capacity and inter-connectivity, this should contribute to reducing the role that natural gas-fired generation plays as a flexible source of generation and will, over time, replace, and thereby, phase out natural gas-fired power generation in line with the EU's decarbonisation targets.

Lessons Learned from Short Term Market Interventions

During the crisis, a number of emergency and temporary market interventions have been introduced to mitigate the impact of high energy prices on consumers and companies. In the electricity market, the measure introduced at EU level is the so-called inframarginal cap, which softened the impact of high prices whilst requiring mandatory demand reduction.

The consultation seeks stakeholders' views on whether certain aspects of these emergency interventions could be turned into more structural features of the electricity market design, for example activated in future crisis situations, and if so, under what conditions.

Any such potential element of the reform would depend on the success of these measures in terms of limiting the impact of high electricity prices and on whether they can be introduced without harming the investment incentives required to achieve the decarbonisation of the power sector.

Better Consumer Empowerment and Protection

The energy crisis has exposed consumers across the internal market to higher energy costs – resulting in a real lowering of their standard of living. In some cases, customers face a choice between paying for their energy and buying other essential goods[1][2]. The crisis has also hit industry and service sectors increasing energy costs, particularly for energy intensive industry. This has given rise to cuts in production capacity, temporarily or permanent closures and lay-offs.

The Electricity Directive has not yet been fully implemented. Better implementation, and enforcement of consumer rights, would have helped mitigate the impact of the crisis for consumers. However, targeted improvements are also needed. This consultation covers different options for creating a buffer between consumers and short-term energy markets.

By giving consumers who want to actively participate in energy markets more opportunities to do so, including by sharing energy to control their costs[3]. We can also better use digitalisation tools to make it easier for consumers with renewable heating or electromobility to manage their costs through avoiding the most expensive times of the day to use grid electricity. Even without being active on the market consumers need to be able to access longer term contracts for electricity, notably based on renewable power purchase agreements between suppliers and renewable producers. This will allow them to manage their costs and support new investments in renewable energy.

The crisis has also shown that often consumers pick up the costs when suppliers fail. This could be mitigated by requiring suppliers to be adequately hedged, combined with an effective Supplier of Last Resort Regime to ensure continuity of supply.

Finally, in cases of crisis it may be worthwhile enabling Member States to guarantee households and SMEs access to a minimum necessary amount of electricity at an affordable price, as was done in the Council Regulation (EU) 2022/1854 of 6 October 2022 on an emergency intervention to address high energy prices.

Stronger Protection against Market Manipulation

Regulation 1227/2011 on wholesale market integrity and transparency (REMIT) ensures that consumers and other market participants can have confidence in the integrity of electricity and natural gas markets, that prices reflect a fair and competitive interplay between supply and demand, and that no profits can be drawn from market abuse. In times of very high price volatility, external actors' interference, reduced supplies, and new trading behaviours, there is a risk that entities engage in illegal wholesale trading practices. There is therefore a need to ensure that the REMIT framework is up to date and robust. Further improvements would increase transparency, monitoring capacities and ensure more effective investigation and enforcement of cross-border cases in the EU to support new electricity market design.

Next Steps

The aim of the present public consultation is to give the opportunity to all stakeholders and other interested parties to provide feedback on a series of policy objectives to be pursued by the reform proposal and possible concrete legislative and non-legislative measures resulting from them.

The Commission intends to present a proposal for amendments to the electricity market design in March 2023. The replies to the present consultation should be provided by 13 February 2023 at the latest.

[1] See European Pillar of Social Rights, principle 20, and also the upcoming first EU Report on Access to Essential Services.

[2] See notably the Eurobarometer on "Fairness perceptions of the green transition", 10 October 2022

[3] Examples include allowing families to share energy among the different members located in different parts of the country; farmers installing renewable generation on one part of their farm and using the energy in their main buildings even if located a distance away; municipalities and housing associations including off-site energy as part of social housing, directly addressing energy poverty. Electricity production and consumption would need to take place at the same time which can be ensured by the use of smart metering.

About you

* Language of my contribution

- Bulgarian
- Croatian
- Czech
- Danish
-

- Dutch
- English
- Estonian
- Finnish
- French
- German
- Greek
- Hungarian
- Irish
- Italian
- Latvian
- Lithuanian
- Maltese
- Polish
- Portuguese
- Romanian
- Slovak
- Slovenian
- Spanish
- Swedish

* I am giving my contribution as

- Academic/research institution
- Business association
- Company/business
- Consumer organisation
- EU citizen
- Environmental organisation
- Non-EU citizen
- Non-governmental organisation (NGO)
- Public authority
- Trade union
- Other

* First name

Riccardo

* Surname

Frigerio

* Email (this won't be published)

riccardo.frigerio@elettricitafutura.it

* Organisation name

255 character(s) maximum

Elettricità Futura

* Organisation size

- Micro (1 to 9 employees)
- Small (10 to 49 employees)
- Medium (50 to 249 employees)
- Large (250 or more)

Transparency register number

255 character(s) maximum

Check if your organisation is on the [transparency register](#). It's a voluntary database for organisations seeking to influence EU decision-making.

068354541533-02

* Country of origin

Please add your country of origin, or that of your organisation.

This list does not represent the official position of the European institutions with regard to the legal status or policy of the entities mentioned. It is a harmonisation of often divergent lists and practices.

- Afghanistan
- Djibouti
- Libya
- Saint Martin
- Åland Islands
- Dominica
- Liechtenstein
- Saint Pierre and Miquelon
- Albania
- Dominican Republic
- Lithuania
- Saint Vincent and the Grenadines
- Algeria
- Ecuador
- Luxembourg
- Samoa
- American Samoa
- Egypt
- Macau
- San Marino

- Andorra
- Angola
- Anguilla
- Antarctica
- Antigua and Barbuda
- Argentina
- Armenia
- Aruba
- Australia
- Austria
- Azerbaijan
- Bahamas
- Bahrain
- Bangladesh
- Barbados
- Belarus
- Belgium
- Belize
- Benin
- Bermuda
- Bhutan
- Bolivia
- Bonaire Saint Eustatius and Saba
- Bosnia and Herzegovina
- Botswana
- Bouvet Island
-
- El Salvador
- Equatorial Guinea
- Eritrea
- Estonia
- Eswatini
- Ethiopia
- Falkland Islands
- Faroe Islands
- Fiji
- Finland
- France
- French Guiana
- French Polynesia
- French Southern and Antarctic Lands
- Gabon
- Georgia
- Germany
- Ghana
- Gibraltar
- Greece
- Greenland
- Grenada
- Guadeloupe
- Guam
- Guatemala
- Guernsey
-
- Madagascar
- Malawi
- Malaysia
- Maldives
- Mali
- Malta
- Marshall Islands
- Martinique
- Mauritania
- Mauritius
- Mayotte
- Mexico
- Micronesia
- Moldova
- Monaco
- Mongolia
- Montenegro
- Montserrat
- Morocco
- Mozambique
- Myanmar/Burma
- Namibia
- Nauru
- Nepal
- Netherlands
- New Caledonia
-
- São Tomé and Príncipe
- Saudi Arabia
- Senegal
- Serbia
- Seychelles
- Sierra Leone
- Singapore
- Sint Maarten
- Slovakia
- Slovenia
- Solomon Islands
- Somalia
- South Africa
- South Georgia and the South Sandwich Islands
- South Korea
- South Sudan
- Spain
- Sri Lanka
- Sudan
- Suriname
- Svalbard and Jan Mayen
- Sweden
- Switzerland
- Syria
- Taiwan
- Tajikistan
-

- Brazil
- British Indian Ocean Territory
- British Virgin Islands
- Brunei
- Bulgaria
- Burkina Faso
- Burundi
- Cambodia
- Cameroon
- Canada
- Cape Verde
- Cayman Islands
- Central African Republic
- Chad
- Chile
- China
- Christmas Island
- Clipperton
- Cocos (Keeling) Islands
- Colombia
- Comoros
- Congo
- Cook Islands
- Costa Rica
- Côte d'Ivoire
-
- Guinea
- Guinea-Bissau
- Guyana
- Haiti
- Heard Island and McDonald Islands
- Honduras
- Hong Kong
- Hungary
- Iceland
- India
- Indonesia
- Iran
- Iraq
- Ireland
- Isle of Man
- Israel
- Italy
- Jamaica
- Japan
- Jersey
- Jordan
- Kazakhstan
- Kenya
- Kiribati
- Kosovo
-
- New Zealand
- Nicaragua
- Niger
- Nigeria
- Niue
- Norfolk Island
- Northern Mariana Islands
- North Korea
- North Macedonia
- Norway
- Oman
- Pakistan
- Palau
- Palestine
- Panama
- Papua New Guinea
- Paraguay
- Peru
- Philippines
- Pitcairn Islands
- Poland
- Portugal
- Puerto Rico
- Qatar
- Réunion
-
- Tanzania
- Thailand
- The Gambia
- Timor-Leste
- Togo
- Tokelau
- Tonga
- Trinidad and Tobago
- Tunisia
- Türkiye
- Turkmenistan
- Turks and Caicos Islands
- Tuvalu
- Uganda
- Ukraine
- United Arab Emirates
- United Kingdom
- United States
- United States Minor Outlying Islands
- Uruguay
- US Virgin Islands
- Uzbekistan
- Vanuatu
- Vatican City
- Venezuela
-

- | | | | |
|--|----------------------------------|---|---|
| <input type="radio"/> Croatia | <input type="radio"/> Kuwait | <input type="radio"/> Romania | <input type="radio"/> Vietnam |
| <input type="radio"/> Cuba | <input type="radio"/> Kyrgyzstan | <input type="radio"/> Russia | <input type="radio"/> Wallis and Futuna |
| <input type="radio"/> Curaçao | <input type="radio"/> Laos | <input type="radio"/> Rwanda | <input type="radio"/> Western Sahara |
| <input type="radio"/> Cyprus | <input type="radio"/> Latvia | <input type="radio"/> Saint Barthélemy | <input type="radio"/> Yemen |
| <input type="radio"/> Czechia | <input type="radio"/> Lebanon | <input type="radio"/> Saint Helena | <input type="radio"/> Zambia |
| | | Ascension and Tristan da Cunha | |
| <input type="radio"/> Democratic Republic of the Congo | <input type="radio"/> Lesotho | <input type="radio"/> Saint Kitts and Nevis | <input type="radio"/> Zimbabwe |
| <input type="radio"/> Denmark | <input type="radio"/> Liberia | <input type="radio"/> Saint Lucia | |

To which category of stakeholder do you belong?

- a) National or local administration
- b) National regulator
- c) Transmission System Operator
- d) Distribution System Operator
- e) Market operator
- f) Energy company with generation assets
- g) Independent energy supplier with no generation assets
- h) Company conducting business in the energy sector no included in f) or g)
- i) Industrial consumer and associations
- j) Energy community
- k) Academia or think tank
- l) Citizen or association of citizens
- m) Non-governmental organisations
- n) Other

If you ticked "other", please specify

250 character(s) maximum

Business association

The Commission will publish all contributions to this public consultation. You can choose whether you would prefer to have your details published or to remain anonymous when your contribution is published. **For the purpose of transparency, the type of respondent (for example, 'business association', 'consumer association', 'EU citizen') country of origin, organisation name and size, and its**

transparency register number, are always published. Your e-mail address will never be published.

Opt in to select the privacy option that best suits you. Privacy options default based on the type of respondent selected

* **Contribution publication privacy settings**

The Commission will publish the responses to this public consultation. You can choose whether you would like your details to be made public or to remain anonymous.

Anonymous

Only organisation details are published: The type of respondent that you responded to this consultation as, the name of the organisation on whose behalf you reply as well as its transparency number, its size, its country of origin and your contribution will be published as received. Your name will not be published. Please do not include any personal data in the contribution itself if you want to remain anonymous.

Public

Organisation details and respondent details are published: The type of respondent that you responded to this consultation as, the name of the organisation on whose behalf you reply as well as its transparency number, its size, its country of origin and your contribution will be published. Your name will also be published.

I agree with the [personal data protection provisions](#)

Please provide feedback only on the questions that are relevant for you. Questions can be left blank.

Making Electricity Bills Independent of Short-Term Markets

Subtopic: Power Purchase Agreements (PPAs)

The conclusion of PPAs between electricity generators and final customers (including large industrial customers, SMEs and suppliers), is a way of supporting long-term investment by providing both parties with certainty regarding the price level over a longer time horizon (typically, 5 to 20 years) compared to other alternatives. In particular, PPAs contribute to reduce the uncertainty of final customers concerning electricity prices and their exposure to price variations, allowing to make consumers' bills independent from the fluctuation of fossil fuels prices. However, as PPAs are contracts signed over a long period of time, they bear considerable risks and costs for smaller market participants. Hence, their accessibility is currently limited to a few large final customers (e.g. energy intensive undertakings), creating a risk that access to decarbonised generation is limited to a subset of consumers.

Whilst the uptake of renewable PPAs is growing year-on-year, the market share of projects marketed under renewable power purchase contracts covers still only 15-20% of the annual deployment. Furthermore, renewable PPAs are limited to certain Member States and large undertakings, such as energy intensive undertakings.

To address these barriers, Member States can consider ways of supporting the conclusion of PPAs in line with State Aid rules. The Commission has described in detail the additional measures that could help the development of renewable PPAs in the Commission Staff Working document accompanying the REPowerEU Communication[1]. This could be achieved, inter alia, by pooling demand in order to give access to smaller final customers, by providing State guarantees in line with the State Aid Guarantee Notice [2] and by supporting the harmonization of contracts in order to aggregate a larger volume of demand and enable cross-border contracts.

[1] Commission Staff Working Document Guidance to Member States on good practices to speed up permit-granting procedures for renewable energy projects and on facilitating Power Purchase Agreements Accompanying the document Commission Recommendation on speeding up permit-granting procedures for renewable energy projects and facilitating Power Purchase Agreements SWD/2022/0149 final

[2] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52008XC0620%2802%29>

Do you consider the use of PPAs as an efficient way to mitigate the impact of short-term markets on the price of electricity paid by the consumer, including industrial consumers?

- Yes
 No

Please describe the barriers that currently prevent the conclusion of PPAs.

2000 character(s) maximum

Le principali barriere presenti oggi alla stipula di PPA sono le seguenti:

- Gestione del rischio di controparte – vista l'assenza di misure di salvaguardia di ultima istanza con garanzia statale o UE per le parti e, in particolare, per il produttore (che sostiene già all'inizio del contratto la stragrande maggioranza dei costi) in caso di inadempienza della controparte acquirente – ed equa ripartizione dello stesso.
- Domanda insufficiente e carenza di liquidità.
- Complessità dei contratti PPA, in particolare in termini di struttura contrattuale e livello di prezzo.
- Assenza di quotazioni di mercato di riferimento su orizzonti a 5-10 anni.
- Assenza di strumenti di copertura interzonali di durata maggiore di un anno per arginare il rischio prezzo nel caso di PPA cross-border, in cui acquirente e venditori si trovano in Paesi differenti e distanti tra loro. Per mitigare tale rischio, gli operatori hanno la possibilità di acquisire diritti di trasmissione, ma i TSO possono vendere tali diritti di trasmissione solo su un orizzonte di un anno, non oltre, rendendo ai partecipanti al mercato impossibile coprire il rischio di spread di prezzo oltre tale periodo, conseguentemente o il cliente industriale o il produttore devono assumersi il rischio della differenza di prezzo. I TSOs dovrebbero proporre diritti di trasmissione transfrontalieri per durate ben più lunghe, ciò mitigherebbe in modo significativo il rischio di prezzo transfrontaliero almeno nel breve e medio termine, a vantaggio di tutte le parti, offrendo maggiori possibilità ai clienti di accedere ad elettricità a basse emissioni di carbonio a un costo ottimale e, quindi, contribuendo a raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione più velocemente. Inoltre, ciò darebbe ai TSO un chiaro segnale in termini di investimenti necessari nel rafforzamento della rete di trasmissione.
- Nodo del permitting per nuovi impianti FER o per il revamping/repowering di impianti esistenti.

Do you consider that the following measures would be effective in strengthening the roll-out of PPAs?

at most 6 choice(s)

- a) Pooling demand in order to give access to smaller final customers
- b) Providing insurance against risk(s) either market driven or through publicly supported guarantees schemes (please identify such risks)
- c) Promoting State-supported schemes that can be combined with PPAs
- d) Supporting the standardisation of contracts
- e) Requiring suppliers to procure a predefined share of their consumers' energy through PPAs
- f) Facilitating cross-border PPAs

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

b): nell'eventualità in cui l'off-taker di un PPA si trovi in una condizione di insolvenza tale da rendere impossibile l'esecuzione della regolazione delle partite economiche del contratto, si dovrebbe prevedere l'intervento di un meccanismo di garanzia, adeguatamente formulato e operato da un soggetto pubblico, a copertura dei mancati pagamenti dell'off-taker e a tutela dell'affidamento del produttore rinnovabile sul contratto.

I PPA sono e devono restare strumenti che rispondono a logiche di mercato, pur con l'obiettivo di dare visibilità a produttori e consumatori sul prezzo dell'energia prodotta e ritirata su orizzonti di medio-lungo periodo. Quindi l'incontro tra domanda e offerta non può che avvenire su livelli di prezzo che risentono necessariamente delle quotazioni di mercato al momento della stipula dei contratti e delle aspettative delle controparti sull'evoluzione dei prezzi di mercato nel periodo coperto dal contratto.

e): una volta che la Piattaforma PPA prima citata sarà pienamente operativa, nel caso in cui il livello di liquidità del mercato PPA rimarrà ancora insufficiente e che, nonostante l'impiego di altri strumenti (es. aste CfD), si renderà comunque necessario intensificare gli sforzi per raggiungere i target di dispiegamento di nuovi impianti FER, potrebbe essere utile prevedere che i fornitori coprano una quota dell'energia contrattualizzata ai propri clienti tramite contratti PPA a lungo termine. Se misurate adeguatamente e applicate in modo progressivo, queste "quote d'obbligo" potrebbero spingere a un maggiore ricorso ai PPA, migliorando la liquidità del mercato e velocizzando la crescita della capacità FER (come dimostrato dalle esperienze in altri contesti internazionali). È comunque fondamentale che la decisione di prevedere quote d'obbligo di copertura tramite PPA dovrà essere presa solo al verificarsi delle condizioni sopra elencate, per non impattare negativamente sul livello di competizione tra gli operatori nel mercato PPA.

In addition to the measures proposed in the question above, do you see other ways in which the use of PPA for new private investments can be strengthened via a revision of the current electricity market framework?

- Yes
-

No

If yes, please explain which rules should be revised and the reasons.

2000 character(s) maximum

Per rafforzare gli strumenti di promozione della liquidità delle piattaforme dei PPA, si ritiene opportuno individuare modalità di ingaggio della capacità esistente, anche differenziabili su base tecnologica, considerando specificità quali l'applicazione del regime concessorio per gli impianti idroelettrici. In tale caso potrebbero essere previsti strumenti di promozione alla stipula di PPA nell'ambito delle procedure per il rinnovo delle concessioni idroelettriche.

Per stimolare l'utilizzo dei PPA e la liquidità del loro mercato occorre intervenire su più livelli:

- Implementare una "Piattaforma PPA" corredata da appositi meccanismi di marginazione, allocazione dei rischi multilivello e gestione centralizzata delle garanzie mediante una controparte centrale.
- Risolvere l'incertezza regolatoria sui meccanismi di incentivazione sia in termini di regole di funzionamento che di orizzonte temporale di applicazione, definendo un quadro chiaro sui meccanismi di remunerazione e di offerta dell'energia degli impianti FER, ponendo attenzione ai vincoli regolatori sulla durata massima dei contratti e sul diritto di recesso unilaterale dell'acquirente.
- Valutare l'opportunità di legare le agevolazioni tariffarie per gli energivori alla stipula di contratti PPA (o all'annullamento di Garanzie di origine da parte del consumatore). È auspicabile riflettere su meccanismi che incentivino ad approvvigionarsi non solo gli energivori, ma una platea ampia di consumatori, almeno per una quota parte dei propri consumi tramite produzione da impianti FER.
- Prevedere misure e/o strumenti che supportino la crescita della domanda (es. obblighi di green procurement tramite PPA da parte della Pubblica Amministrazione).
- Effettuare una reale semplificazione ed accelerazione degli iter autorizzativi sia per i nuovi impianti FER sia per revamping/repowering di impianti FER esistenti.

Do you see a possibility to provide stronger incentives to existing generators to enter into PPAs for a share of their capacity?

- Yes
 No

If yes, under which conditions? What would be the benefits and challenges?

2000 character(s) maximum

Premettiamo che, in generale, anche a tutela della libera iniziativa di mercato, la scelta di ricorrere o meno ai PPA dovrebbe essere pienamente volontaria per il produttore, sulla base dei segnali di prezzo che emergono dai mercati, e non dovrebbe essere in alcun modo imposta.

Occorre quindi intervenire per facilitare il ricorso ai PPA implementando una "Piattaforma PPA" (illustrata nella risposta al quesito precedente) che faciliti anche lo sviluppo di PPA per la generazione esistente (intesa come la capacità uscita dagli schemi di incentivazione o dai PPA degli impianti "ex novo") e permetta di garantire la solvibilità dei clienti attraverso idonei strumenti finanziari e meccanismi di garanzia.

Do you consider that stronger obligations on suppliers and/or large final customers, including the industrial ones, to hedge their portfolio using long term contracts can contribute to a better uptake of PPAs?

Yes

No

Do you consider that increasing the uptake of PPAs would entail risks as regards

	Yes	No
(a) Liquidity in short-term markets	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>
(b) Level playing field between undertakings of different sizes	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>
(c) Level playing field between undertakings located in different Member States	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
(d) Increased electricity generation based on fossil fuels	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>
(e) Increased costs for consumers	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>

Please explain

2000 character(s) maximum

- 1) NO: la riduzione di liquidità dei mercati day-ahead e intraday è fisiologica e correlata all'incremento del ricorso, su base volontaria, a forme di contrattazione a lungo termine necessarie per la crescente generazione elettrica FER (siano essi PPA o CfD). In ogni caso, per i nuovi progetti FER la garanzia di un ricavo certo nel lungo termine garantisce una maggiore bancabilità e solidità del progetto. L'effetto di una minor liquidità può essere compensato dal minor rischio di impresa e quindi da tassi di interesse inferiori.
- 2) NO: in sede di valutazione si continuerebbe comunque a considerare la stabilità e l'affidabilità del partner con cui verrebbe instaurato un rapporto pluriennale.
- 4) NO: l'incremento della richiesta di energia sostenibile e rinnovabile certificata dalle apposite GO rimane sempre l'obiettivo comunitario da perseguire. Con un'appropriata politica di remunerazione dei PPA riservati alle FER, caratterizzate da livelli di LCOE tendenzialmente inferiori alla generazione a gas, non si ravvisa un rischio di incremento della capacità a fonti fossili legato alla diffusione dei PPA.
- 5) NO: Il rischio di soccombenza dei piccoli consumatori è mitigato dalle previste forme di aggregazione.

Subtopic: Forward Markets

Organised forward markets are a useful tool for suppliers and large consumers such as energy intensive undertakings to protect themselves against the risk of future increases in electricity prices and to decouple their energy bills from fluctuations of fossil fuel prices in the medium to long-term. However, it has been argued that liquidity in many organised forward markets across the EU is insufficient and that the time horizon for such hedging seems too short (usually up to one year). One possibility to increase the liquidity in forward markets would be to establish virtual trading hubs for forward contracts, as already exist in certain regions.

Such hubs would need to be complemented with liquid and accessible transmission rights to hedge the remaining risk between the hub and each zone.

While hedging up to approximately three years could be improved with better organization of the market, additional measures might be needed to incentivise forward hedging beyond this timeframe (see for example the section above on PPAs).

Do you consider forward hedging as an efficient way to mitigate exposure to short-term volatility for consumers and to support investment in new capacity?

- Yes
- No

Do you consider that the liquidity in forward markets is currently sufficient to meet this objective?

- Yes
- No

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

Le coperture forward sono insufficienti perché non forniscono la visibilità a lungo termine per gli investimenti ad alta intensità di CAPEX necessari alla transizione energetica (asset FER) o all'adeguatezza di sistema. La mancanza di liquidità è correlata all'asimmetria nella disponibilità a coprirsi long term tra l'offerta (capacità di generazione, generalmente disposta a proteggersi) e la domanda. Le coperture forward possono tuttavia essere utili a mitigare l'esposizione alla volatilità dei prezzi a breve termine per i consumatori.

Per i fornitori è complessa la copertura del rischio volume legato al tasso di churn dei clienti, in particolare B2C, per le clausole di recesso. Parte del doppio rischio prezzo e volume può essere mitigato attraverso le opzioni. I profili possono essere coperti solo nei mercati forward a breve termine, utili a coprire l'esposizione al prezzo con molto anticipo, ma meno efficienti a coprire il rischio di profilazione (rischio che i consumatori varino il loro consumo vicino al tempo reale).

L'investimento in asset caratterizzati da strutture di costo "capital intensive" (FER e asset complementari quali accumuli e demand response) richiede segnali di lungo termine efficaci ed efficienti, quali:

- per le FER: mercato PPA decentralizzato supportato da una Piattaforma e "integrato" da un meccanismo di aste centralizzate con CfD a 2 vie che interviene dove il primo non basta per conseguire i target di decarbonizzazione (c.d. "backstop" auctions);
- per gli asset "complementari" all'integrazione delle FER nella rete (es.accumuli e demand response): presenza di segmenti di mercato decentralizzati (mercato "time shift") e centralizzati (approvvigionamento a termine di servizi di dispacciamento, Capacity Market o meccanismi dedicati).

L'hedging della volatilità degli spread tra prezzi zionali potrebbe esser gestito (in Paesi multi-zona come l'Italia) con "national virtual hubs" (upgrade del meccanismo attuale di allocazione dei CCC).

In your view, what prevents participants from entering into forward contracts?

2000 character(s) maximum

La difficoltà principale è l'elevata garanzia richiesta per stipulare contratti a termine negoziati in borsa. Il margine iniziale richiesto dalle Central Clearing Counterparty per eseguire Exchange Traded Derivatives è aumentato dal quarto trimestre del 2021 a un punto tale che molti partecipanti al mercato non possono più

permettersi di coprire il proprio rischio di mercato nelle borse. Ciò ha portato a una mancanza di liquidità negli scambi, che li rende più vulnerabili e più volatili.

Al di là di un periodo di pianificazione annuale o biennale emergono, inoltre, come ulteriori barriere la ridotta visibilità dei fornitori in merito all'evoluzione dei propri portafogli di consumo in merito e, più in generale, la difficoltà di tutti gli operatori ad identificare il corretto livello di prezzo.

Si vedano comunque le considerazioni riportate al quesito precedente.

In your view, would requiring electricity suppliers to hedge for a share of their supply be beneficial for consumers and for retail competition?

- Yes
 No

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

Da un punto di vista generale, uno degli aspetti più importanti dei mercati a termine è che tutti gli attori abbiano una gestione attiva del rischio, unitamente alla presenza di operatori finanziari in grado di assorbire il disallineamento nella velocità delle attività di copertura.

Ciò non comporta però che si debbano imporre obblighi espliciti di copertura per gli operatori. Non è infatti detto che imporre una determinata quota di acquisti a termine porti ad un livello di prezzo inferiore per i consumatori finali in quanto il prezzo negoziato dipenderà dalle condizioni di mercato e dalle aspettative degli operatori in quel determinato periodo. Il livello di prezzo che emerge sui mercati forward potrebbe quindi rivelarsi non aderente a quello che sarà l'effettivo livello di prezzo sul mercato spot.

A fronte quindi di un vantaggio in termini di stabilizzazione dei prezzi di acquisto dell'energia elettrica, l'introduzione di obblighi di copertura in capo ai fornitori potrebbero generare problemi di concorrenza nei settori in cui i consumatori operano in caso di disallineamento tra i prezzi forward e i prezzi Spot (es. prezzi forward più alti dei prezzi spot).

Detto ciò, come espresso anche in una precedente risposta, riteniamo utile che non si escludano a priori delle quote d'obbligo di copertura tramite PPA, ma che piuttosto ci si riservi la possibilità di applicarle al verificarsi di performance negative del mercato PPA (livello di liquidità che stenta ad aumentare) o per dare un ulteriore stimolo al dispiegamento di nuova capacità FER per raggiungere i target 2030.

Do you consider that the creation of virtual hubs for forward contracts complemented with liquid transmission rights would improve liquidity in forward markets?

- Yes
 No

If yes, do you consider that such virtual hub(s) should be developed at national, regional or EU level?

- National level
- Regional level
- EU level

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

In Paesi caratterizzati da un'articolazione zonale del mercato, quali in particolare l'Italia, l'hedging della volatilità degli spread dei prezzi zonali potrebbe essere conseguito in modo efficace sfruttando il "national virtual hub esistente", ossia il meccanismo dei "CCC" allocati mediante aste da Terna, efficientandolo e rendendone più liquido il mercato. I diritti di trasmissione consentono infatti agli agenti economici di sfruttare appieno i vantaggi del mercato interno europeo dell'energia quando prendono decisioni (a lungo termine) consentendo loro di coprire i rischi dei differenziali di prezzo geografici. Con la creazione di hub virtuali per contratti a termine tali rischi di differenziale di prezzo aumenterebbero, rafforzando per gli operatori la necessità di un mercato dei diritti di trasmissione ben funzionante.

L'efficientamento del mercato dei diritti di trasmissione si potrebbe ottenere prevedendo l'allocazione di prodotti pluriennali, caratterizzati da durate in linea con quelle dei contratti PPA (attualmente vengono allocati CCC con durate solamente mensili e annuali).

Do you have experience with the existing virtual hubs in the Nordic countries?

- Yes
- No

Do you have additional comments related to the existing virtual hubs in the Nordic countries?

2000 character(s) maximum

In your view, what would be the possible ways of supporting the development of forward markets that could be implemented through changes of the electricity market framework?

3000 character(s) maximum

È opportuno valutare lo sviluppo di strumenti di "hedging" finalizzati alla gestione dei profili di produzione, soprattutto per le tecnologie non programmabili, in modo da facilitare il matching tra produzione e consumo nell'ambito dei PPAs e di creare un incentivo allo sviluppo di tecnologie utili per la gestione della rete (es. accumuli).

Inoltre, avere a disposizione diritti di trasmissione di lungo termine, prevedendo l'allocazione di prodotti pluriennali con durata simile a quella dei PPA o perlomeno di 3/4 anni, aumenterebbe considerevolmente la

liquidità del mercato.

A tutto ciò, si aggiungono i commenti fatti in precedenza riguardo lo sviluppo del mercato dei PPA.

Subtopic: Contracts for Difference (CfDs)

Two-way CfDs and similar arrangements have been used in some Member States to support publicly financed investments in new inframarginal generation (in particular, renewables) to cater for situations where the necessary investments are not made on a market basis. Similarly to PPAs, they ensure a greater certainty to investors and consumers, and they cater for situations where the necessary investments require public support.

Public support for new inframarginal generation granted in the form of two-way CfDs could ensure that the beneficiaries receive a certain minimum level of remuneration for the electricity produced, while preventing disproportionate revenues. Typically, the beneficiary receives a guaranteed payment equal to the difference between a fixed 'strike' price and a reference price and the revenues above the strike price need to be returned to the CfD counterpart (i.e. Member State).

At the same time, two-way CfDs require the generation supported by the CfDs to pay back the difference between the market reference price and a maximum strike price whenever the reference price exceeds the strike price. If these paybacks are then channelled back to the consumers, suppliers or taxpayers, two-way CfDs also provide them with some protection against excessive prices and volatility, if they are passed on proportionally and objectively.

As it may be difficult for regulators to estimate the actual investment costs, the possibility to determine the remuneration of supported generators through a competitive bidding process is an important instrument to avoid long-lasting excessive costs.

Do you consider the use of two-way contracts for difference or similar arrangements as an efficient way to mitigate the impact of short-term markets on the price of electricity and to support investments in new capacity (where investments are not forthcoming on a market basis)?

- Yes
- No

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

Come discusso nelle precedenti risposte, la mitigazione degli impatti dei mercati di breve termine sul prezzo elettrico pagato dai consumatori ed il sostegno agli investimenti devono essere garantiti in via prioritaria tramite strumenti di mercato attraverso PPA, per orizzonti temporali oltre i 5 anni, e attraverso i prodotti disponibili sui mercati forward per orizzonti di più breve termine (es. fino a due anni).

I CfD a due vie aggiudicati tramite asta nazionale o europea con partecipazione su base volontaria, sono

uno strumento comunque efficace e competitivo per supportare l'incremento di capacità FER e per interventi di rifacimento e repowering di impianti FER esistenti, ma, in ottica di design del mercato, vanno considerati come strumenti supplementari ai PPA.

Un eccessivo ricorso ai CfD, al posto dei PPA, rischia di ridurre la significatività del mercato sia di lungo che di breve, con potenziali distorsioni per le tecnologie non inframarginali.

In generale, occorre che il design dei CfD fornisca (almeno parzialmente) segnali di prezzo spot agli assegnatari, al fine di allineare (almeno in parte) i profili di generazione alle esigenze di rete/domanda e innescare, allo stesso tempo, una domanda di "time shift" che sarebbe soddisfatta acquistando prodotti di "stoccaggio virtuale" su un mercato libero di "time shift" (opzione "buy") o sviluppando direttamente sistemi di stoccaggio accoppiati alla generazione (opzione "make"). Da ultimo, prezzo a base d'asta e durata dei CfD dovrebbero poi essere periodicamente aggiornati per tenere in considerazione i mutamenti delle condizioni esterne.

Should new publicly financed investments in inframarginal electricity generation be supported by way of two-way contracts for differences or similar arrangements, as a means to mitigate electricity price spikes of consumers while ensuring a minimum revenue?

- Yes
- No

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

Si rimanda alla risposta precedente. In ogni caso sì, ma vi si dovrebbe accedere solo su base volontaria, in forma limitata per quanto è strettamente necessario al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e finché il mercato dei PPA non avrà raggiunto un livello adeguato di liquidità.

What power generation technologies should be subject to two-way contracts for difference or similar arrangements?

2000 character(s) maximum

I CfD dovrebbero riguardare le tecnologie carbon-free ad elevati costi fissi upfront e, in proporzione, bassi costi variabili, ergo le tecnologie di cui ai punti da (a) a (g) del comma 1 dell'art. 7 del Regolamento EU 2022 /1854, inclusi anche gli impianti idroelettrici con serbatoio.

I CfD devono rimanere uno strumento affiancato a strumenti più di mercato per attrarre nuovi investimenti, in particolare in capacità FER non programmabile. Non deve quindi essere prevista una forma di obbligatorietà per questi contratti per specifiche tecnologie. Si consideri comunque che l'applicazione di CfDs a tecnologie programmabili può avere effetti particolarmente distorsivi sui mercati in quanto renderebbe tali impianti insensibili ai segnali di prezzo che emergono sui mercati a meno dell'applicazione di specifici correttivi.

Why should those technologies be subject to two-way contracts for differences or similar arrangements?

2000 character(s) maximum

Trattandosi di asset caratterizzati da elevati costi fissi e bassi costi variabili, lo sviluppo dei relativi investimenti necessita di segnali di lungo termine, che possono essere forniti tramite i PPA ed anche mediante le aste CFD a due vie.

What technologies should be excluded and why?

2000 character(s) maximum

Come sottolineato nelle risposte precedenti, il ricorso ai CfD deve essere limitato laddove possibile ed in ogni caso questo tipo di contratto dovrebbe essere principalmente dedicato allo sviluppo di nuovi impianti a fonti rinnovabili.

Dovrebbero essere escluse le tecnologie che prevedono l'acquisto di combustibili fossili e quelle i cui costi upfront sono analoghi o inferiori ai costi variabili.

What are the main risks of requiring new publicly supported inframarginal capacity to be procured on the basis of two-way contracts for difference or similar arrangements, for example as regards of the impact in the short-term markets, competition between different technologies, or the development of market based PPAs?

2000 character(s) maximum

Al fine di limitare potenziali impatti negativi sul funzionamento dei mercati elettrici e sul mercato dei PPA, i CfD devono essere aggiudicati tramite aste progettate adeguatamente sia in termini di tariffe-base che di contingenti di potenza ad asta.

I potenziali rischi di un impiego non ottimale dei CfD sono:

- Approvvigionamento di volumi eccessivi con aste centralizzate con conseguente rischio di mettere a repentaglio lo sviluppo del mercato e avere effetti distorsivi sulla liquidità dei mercati forward.
- Definizione di prezzi inadeguati, rispetto ai costi ed alle dinamiche inflattive, e non differenziati per singola fonte e tecnologia.
- Esclusione dai CfD degli interventi per repowering/revamping.

Uno dei principali limiti dei CfD e di alcune tipologie di PPA è che, ad oggi, sono costruiti secondo una logica pay as produced e pertanto non espongono il produttore ai segnali dei mercati spot (c.d. "produce-and-forget incentive"). Questo limite, al crescere della penetrazione delle risorse di generazione rinnovabile intermittenti, può portare ad una crescente inefficienza dei mercati dell'energia nonché a crescenti necessità di curtailment da parte del TSO.

What design principles could help mitigate the risks identified in your reply to the question above, in particular, in terms of procurement principles and pay out design? Should these principles depend on the technology procured?

2000 character(s) maximum

I principi da seguire sono i seguenti:

- a) Assegnare alle aste un ruolo di "backstop", attivandole laddove e nella misura in cui i PPA da soli non siano in grado di conseguire le traiettorie associate agli obiettivi di penetrazione rinnovabile.
- b) In generale, aggiudicare i CfD in configurazione a due vie e tramite asta a partecipazione volontaria.

- c) Assicurare, attraverso diverse possibili soluzioni, che la produzione sia incentivata nei momenti di bisogno del sistema e non di disponibilità della risorsa.
- d) Prevedere forme di garanzia pubblica a copertura di situazioni di interruzione del contratto e a copertura del mark-to-market.

How can it be ensured that any costs or pay-out generated by two-way CfDs in high-price periods are channelled back to electricity consumers? Should a default approach apply, for example, should these revenues or costs be allocated to consumers proportionally to their electricity consumption?

2000 character(s) maximum

L'eventuale avanzo generato dal meccanismo in caso di alti prezzi spot dell'energia dovrebbe essere in parte distribuito agli utenti, in particolar modo le categorie economicamente più fragili, sottoforma di sconto e in parte accantonato in un fondo ad hoc per supportare ulteriori future aste CfD.

What should be the duration of a two-way CfD for new generation and why? Should this differ depending on the technology type?

2000 character(s) maximum

La durata dei CfD dovrebbe essere commisurata alla vita economico-tecnica di gruppi omogenei di impianti FER sottostanti, dando un'adeguata visibilità all'investitore sui ricavi attesi ed evitando eccessive personalizzazioni che complicano il quadro regolatorio. In tale ottica, un tenor di 20 anni come nell'attuale caso italiano potrebbe essere idoneo per le tecnologie eolica e fotovoltaica. L'indicazione di 15 anni riportata sulle Linee Guida sugli aiuti di stato non è a nostro avviso sufficiente per le tecnologie wind & solar.

In ogni caso, è indispensabile prevedere un aggiornamento delle basi d'asta dei CfD col trascorrere del tempo, in funzione di eventuali variazioni delle condizioni al contorno (anche in ambito regolatorio) rispetto ad esempio all'incremento dei costi (inflazione, costi delle materie prime,...).

Per quanto riguarda i PPAs, che rimangono lo strumento di mercato da prediligere, la durata verrà fissata dalle controparti e dovrebbe essere auspicabilmente compresa tra i 5 e i 10 anni. Scendere a durate sotto i 5 anni (es. 1-2) non introdurrebbe nulla di nuovo rispetto ai mercati oggi esistenti.

Should generation be free to earn full market revenues after the CfD expires, or should new generation be subject to a lifetime pay-out obligation?

2000 character(s) maximum

Gli asset di generazione dovrebbero esser liberi di accedere a pieni ricavi di mercato dopo la scadenza del CfD. Non vediamo ragioni per porre limitazioni in tal senso. Il CfD coprirebbe solo la vita utile standard, l'impianto dovrebbe poi accedere al mercato per ottenere i ricavi necessari a mantenersi in esercizio (ulteriori investimenti, OPEX,...).

Without prejudice to Article 6 of Directive (EU)2018/2001[1], should it be possible for Member States to impose two-way CfDs by regulatory means on existing generation capacity?

[1]

Article 6 (1): Without prejudice to adaptations necessary to comply with Articles 107 and 108 TFEU, Member States shall ensure that the level of, and the conditions attached to, the support granted to renewable energy projects are not revised in a way that negatively affects the rights conferred thereunder and undermines the economic viability of projects that already benefit from support.

Article 6(2): Member States may adjust the level of support in accordance with objective criteria, provided that such criteria are established in the original design of the support scheme.

- Yes
- No

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

Respingiamo ogni forma di obbligo di applicazione di uno o più schemi contrattuali, palesemente in contrasto con i basilari principi di competitività e libero mercato a parità di commodity trattata. L'imposizione regolatoria di CfD creerebbe una significativa incertezza in capo agli investitori RES, incrementando di conseguenza i costi dei relativi investimenti e sarebbe, quindi, controproducente.

Per sua natura il CfD a due vie è funzionale alla realizzazione di nuova/ulteriore capacità FER e quindi non lo è idoneo per impianti esistenti. Per questi ultimi le eventuali forme di contrattualizzazione a lungo termine su base volontaria che valorizzino il carattere carbon-free dell'energia prodotta dovrebbero garantire il funzionamento fino alla fine della vita utile o fino al loro eventuale repowering, auspicabile per incrementare la capacità FER installata e di conseguenza agevolare il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030.

Come regola generale, è fondamentale evitare che, una volta rivisto l'attuale design di mercato, gli Stati membri possano introdurre misure temporanee legate ad eventi esogeni (ad esempio l'introduzione di meccanismi di tassazione delle rendite inframarginali, spesso abbinati anche a strumenti di tassazione degli extra-profitti) che creano tensioni sui mercati e sulle policy di programmazione degli investimenti, disincentivando quelli necessari alla decarbonizzazione.

How would you rate the following potential risks as regards the imposition of regulated CfDs on existing generation capacity?

	Negligible risks	Low risks	Medium risks	High risks	Very high risks
Legitimate expectations/legal risks	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>
Ability of national regulators/governments to accurately define the level of the price levels envisaged in these contracts	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>
Locking in existing capacity at excessively high price levels determined by the current crisis situation	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Impact on the efficient short-term dispatch	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>

How would you address those potential risks as regards the imposition of contracts for difference on existing generation capacity?

2000 character(s) maximum

Would it be enough for existing generation to be subject only to a simple revenue ceiling instead of a revenue guarantee?

- Yes
 No

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

No, siamo contrari all'introduzione di limiti alla remunerazione alla capacità esistente. In ogni caso l'imposizione di un cap ai prezzi è una misura asimmetrica che rischia di essere particolarmente onerosa per i titolari delle capacità esistenti. La presenza di CAP dovrebbe quindi prevedere necessariamente anche l'introduzione di un floor alla remunerazione, altrimenti il meccanismo risulta sbilanciato.

What are the relative merits of PPAs, CfDs and forward hedging to mitigate exposure to short-term volatility for consumers, to support investment in new capacity and to allow customers to access electricity from renewable energy at a price reflecting long run cost?

2000 character(s) maximum

Tutti gli strumenti citati sono idonei – in diverse declinazioni e modalità – a erogare segnali di lungo termine (favorendo quindi gli investimenti e riducendo il risk premium), a fornire ai consumatori una copertura di lungo periodo dai picchi di prezzo e a trasferire loro i vantaggi di costo tipici delle rinnovabili. Tali strumenti dovranno in ogni caso essere definiti e strutturati nell'ambito di un disegno organico, compatibile anche con la libera iniziativa economica e con il libero mercato, come del resto già opportunamente considerato nell'ambito dell'attuale market design.

Come evidenziato nelle risposte precedenti, il ruolo di principale strumento per mitigare l'esposizione dei consumatori alla volatilità dei mercati short term e per garantire adeguato sostegno allo sviluppo di nuovi investimenti spetta ai PPA (integrati da opportuni strumenti di copertura dal rischio residuo associato allo spread tra i prezzi zonali, nei Paesi con configurazione multizona quali l'Italia). Alle aste centralizzate spetta un ruolo "residuale" e di compensazione.

Gli strumenti di copertura a termine (forward hedging) attualmente disponibili sui mercati forward coprono un orizzonte di 1-2 anni sono uno strumento efficace di copertura dalla volatilità dei mercati spot.

Condividiamo la necessità di potenziare il ruolo dei meccanismi di negoziazione long term per le rinnovabili (PPA/CfD) nella misura in cui consentono di supportare gli investimenti in tali risorse, fornendo al contempo uno strumento di copertura per i consumatori. Auspichiamo tuttavia che la Commissione non si concentri esclusivamente su questi strumenti, bensì articoli anche una riflessione sullo sviluppo di meccanismi di contrattazione long term per l'approvvigionamento di risorse per adeguatezza (capacity market) e per la

sicurezza (sviluppo di risorse flessibili quali gli stoccaggi), altrettanto centrali nel futuro disegno del mercato elettrico.

Subtopic: Accelerating the deployment of renewables

The shortage in gas and electricity supply as well as the relatively inelastic energy demand have led to significant increases in prices and volatility of gas and electricity prices in the EU. As stated above, a faster deployment of renewables constitutes the most sustainable way of addressing the current energy crisis and of structurally reducing the demand for fossil fuels for electricity generation and for direct consumption through electrification and energy system integration. Thanks to their low operational costs, renewables can positively impact electricity prices across the EU and reduce direct consumption of fossil fuels.

Through the REPowerEU plan, the European Commission has put forward a range of initiatives to support the accelerated deployment of renewable energy and to advance energy system integration. These include the proposal to increase the renewable energy target by 2030 to 45% in the Renewable Energy Directive, legislative changes to accelerate and simplify permitting for renewable energy projects or the obligation to install solar energy in buildings.

These efforts should be accompanied by appropriate regulatory and administrative action at national level and by the implementation and enforcement of the current EU legislation.

Within the framework of the Electricity Market legislation, accelerating the deployment and facilitating the uptake of renewables is one of the guiding principles of the Clean Energy Package and of this consultation paper. For example, a transmission access guarantee could be envisaged to secure market access for offshore renewable energy assets interconnected via hybrid projects, where the relevant TSO(s) would compensate the renewable operator for any hours in which the actions of the TSO led to not enough transmission capacity being accessible to the offshore wind farm to offer their export capabilities to the electricity markets[1].

Also, removing the barriers for the uptake of renewable PPAs or generalising two-way CfDs, enhancing consumer empowerment and protection, and increasing demand response, flexibility and storage should contribute to the accelerated deployment of renewables.

[1] See the recommendations of the Study "Support on the use of congestion revenues for Offshore Renewable Energy Projects connected to more than one market" https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-09/Congestion%20offshore%20BZ.ENGIE%20Impact.FinalReport_topublish.pdf

Do you consider that a transmission access guarantee could be appropriate to support offshore renewables?

- Yes
 No

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

Sì, ma l'introduzione di questo tipo di soluzione non deve portare a discriminazioni nei confronti delle altre tecnologie "low carbon".

Do you see any other short-term measures to accelerate the deployment of renewables?

	Yes	No
At national regulatory or administrative level	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>
In the implementation of the current EU legislation, including by developing network codes and guidelines	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Via changes to the current electricity market design	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Other	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>

If yes, please specify

2000 character(s) maximum

Occorre semplificare drasticamente gli iter autorizzativi degli impianti FER per:

- Nuove installazioni e revamping/repowering, applicando per le FER il principio dell'overriding public interest, specialmente all'interno di aree idonee riconosciute a livello nazionale.
- Pompaggi e le batterie combinate con impianti FER
- Possibili modifiche/varianti delle concessioni idroelettriche.
- Tecnologie a oggi poco diffuse, ma con grande potenziale futuro (PV flottante, agrivoltaico, etc).

Inoltre, essendo altrettanto importante, lo sforzo di semplificazione dovrà riguardare anche i processi di connessione alle reti.

Senza semplificazioni, ogni aggiustamento del mercato sarà inefficace per carenza fisica di progetti FER da sottoporre a PPA, CfD e ogni altra contrattualizzazione alternativa al mercato spot. Linee guida europee sarebbero estremamente utili per garantire un'applicazione uniforme e chiara dei principi che guidano l'installazione delle FER.

A supporto dell'investimento per raggiungere gli obiettivi nazionali, suggeriamo di valutare meccanismi per l'introduzione di un contributo fisso (€/MW), definito con aste competitive, mirato a stimolare a tenere in efficienza e piena produzione gli impianti.

L'accelerazione dello sviluppo delle FER passa necessariamente attraverso un adeguato e coordinato sviluppo delle reti. I singoli Paesi membri UE hanno delle situazioni eterogenee di sviluppo delle reti sebbene i TYNDP siano condivisi a livello europeo. Favorire lo sviluppo delle nuove linee così come l'ampliamento e l'ottimizzazione di quelle esistenti è un fattore dirimente per il raggiungimento degli obiettivi al 2030 e oltre. A tal fine, serve un framework regolatorio opportunamente orientato a promuovere la giusta remunerazione degli investimenti sostenuti in particolare dalle imprese di distribuzione, in maniera tale che risultino in linea con le esigenze della decarbonizzazione e della transizione energetica, costituirà un requisito essenziale.

How should the necessary investments in network infrastructure be ensured? Are changes to the current network tariffs or other regulatory instruments necessary to further ensure that the grid expansion required will take place?

4000 character(s) maximum

Occorre progettare una regolazione tariffaria trasparente, efficace e inclusiva che dia visibilità delle esigenze del sistema, ne rifletta i costi e che dia stabilità a DSO/TSO per pianificare gli interventi nelle direttrici chiave dello sviluppo delle reti, connessione di nuova capacità FER, l'installazione di infrastrutture di ricarica per EV, gestione intelligente delle reti e incremento degli strumenti di flessibilità.

Gli strumenti di flessibilità, in particolare quelli da sviluppare nell'ambito reti di distribuzione, andranno sostenuti non solamente attraverso eventuali soluzioni tariffarie, ma anche e più agevolmente tramite remunerazioni extra-tariffarie sulla base di specifici progetti pilota e/o apposite regulatory sandboxes.

Nei percorsi di aggiornamento per regole sulla regolazione tariffaria dei servizi infrastrutturali (es. in corso in Italia) occorre garantire la capacità di DSO/TSO di effettuare nuovi investimenti prevedendo una remunerazione adeguata agli sforzi compiuti, un'implementazione graduale della nuova regolazione, obblighi regolatori non eccessivi e flessibili e certezza del quadro regolatorio.

L'incentivo allo sviluppo delle reti va accompagnato da un incentivo allo sviluppo e all'ampliamento dei meccanismi di approvvigionamento dei servizi flessibilità che gli impianti programmabili, domanda e storage possono fornire. Questo è valido anche per i DSO che avranno la necessità di predisporre mercati locali dei servizi ancillari da cui poter attingere le risorse necessarie a gestire correttamente le proprie reti.

Al fine di raggiungere gli ambiziosi obiettivi europei in termini di elettrificazione e decarbonizzazione, gli Stati membri dovranno definire tariffe specifiche per promuovere tecnologie elettriche innovative, come ad esempio le infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici e le pompe di calore.

Subtopic: Limiting revenues of inframarginal generators

During the current energy crisis, temporary emergency measures have been put in place under Council Regulation 2022/1854 of 6 October 2022 on an emergency intervention to address high energy prices. One of these measures is the so-called inframarginal revenue cap which limits the realised revenues of inframarginal generators to a maximum of 180 Euros per MWh. The aim of introducing this inframarginal cap was to limit the impact of the natural gas prices on the revenues of all inframarginal generators (new and existing) and to generate revenues allowing Member States to mitigate the impact of high electricity prices on consumers.

The question to be addressed in the context of the reform of the electricity market rules is whether, in addition to relying on long-term pricing mechanisms such as forward markets, CfDs and PPAs, such revenue limitations for inframarginal generators should be maintained.

Do you consider that some form of revenue limitation of inframarginal generators should be maintained?

Yes

No

How do you rate a possible prolongation of the inframarginal revenue cap according to the following criteria:

(a) the effectiveness of the measure in terms of mitigating electricity price impacts for consumers

2

(b) its impact on decarbonisation

2

(c) security of supply

(d) investment signals

1

(e) legitimate expectations/legal risks

1

(f) fossil fuel consumption

3

(g) cross border trade intra and extra EU

2

(h) distortion of competition in the markets

1

(i) implementation challenges

2

Do you have additional comments?

3000 character(s) maximum

Se la riforma del market design ha come obiettivo quello di efficientare il funzionamento dei mercati nel lungo e breve termine, allora – per principio – nessun cap è necessario.

Quindi siamo totalmente contrari a un'estensione del meccanismo di cap alle rendite inframarginali per le seguenti ragioni:

- È un intervento che mina la fiducia degli investitori e che può disincentivare gli investimenti in nuove FER e altre tecnologie low-carbon (es. gli accumuli).
- Introduce possibili distorsioni sui mercati spot deteriorando i segnali di prezzo necessari per un efficiente dispacciamento delle risorse.
- Ha portato ad una forte frammentazione dei mercati europei a causa di modalità implementative fortemente differenziate (es. livelli di cap differenti) e non coordinate tra gli Stati membri con impatti negativi sulla concorrenza a livello cross-border. Impatti particolarmente rilevanti per operatori del settore che operano in un contesto multinazionale (criticità nell'interpretazione delle norme, criticità nella definizione del corretto ambito di applicazione, criticità operative nella rendicontazione degli oneri, discriminazione, etc..).

Si tratta di un meccanismo fortemente discriminatorio per i produttori a cui devono essere preferiti altri strumenti di mercato che permettono una stabilizzazione dei prezzi per i clienti finali contribuendo anche a limitare le rendite inframarginali dei produttori, come i PPA.

Il price cap per le tecnologie inframarginali è uno strumento dall'utilizzo temporaneo, esclusivamente in situazioni emergenziali, e in considerazione delle sue criticità non va assolutamente considerato come un possibile strumento strutturale.

Per queste ragioni, l'eventuale prolungamento della misura del cap deve essere preso in considerazione solo come misura temporanea e su base emergenziale. A riguardo, riteniamo che debbano essere:

- Definite (eventualmente con supporto di ACER e NRA) delle metodologie trasparenti che specifichino quando e per quanto tempo debbano trovare applicazione tali misure emergenziali;
- Evitate possibili sovrapposizioni di misure emergenziali con il medesimo ambito di applicazione.

Should the modalities of such revenue limitation be open to Member States or be introduced in a uniform manner across the EU?

- Member States
- EU

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

Se la misura in oggetto dovesse essere mantenuta, è fondamentale che sia opportunamente rimodulata e che venga applicata nella maniera più uniforme possibile a livello europeo con un cap fissato ad un prezzo opportunamente elevato (es >180€/MWh) per non distorcere il mercato e in modo da lasciare ai produttori ricavi sufficienti per coprire i propri costi fissi e per assicurarsi i margini necessari alla prosecuzione degli investimenti in capacità nuova ed esistente.

How can it be ensured that any revenues from such limitations on inframarginal revenues are channelled back to electricity consumers? Should a default approach apply, for example, should these revenues be allocated to consumers proportionally to their electricity consumption?

3000 character(s) maximum

Come già accennato in precedenza, eventuali rendite dall'applicazione di tetti alle rendite inframarginali dovrebbero essere destinati, in primis, alle categorie di utenza maggiormente esposte ai rincari.

Alternatives to Gas to Keep the Electricity System in Balance

Short-term markets enable trading electricity close to the time of delivery, covering day-ahead, intraday and balancing timeframes. Well-functioning short-term electricity markets guarantee that the different assets are used in the most efficient manner – this is key to deliver the lowest possible electricity prices to consumers. Short-term markets should therefore deliver relevant price signals reflecting locational, time-related and scarcity aspects: this will ensure the adequate reaction of generation and demand. Even if an increasing share of generation were covered by long term contracts such as PPAs or CfDs (cf. the sections above), the short-term markets would remain key to ensure efficient dispatch. The short-term markets also ensure efficient exchanges of electricity across borders.

Well-functioning short-term markets require healthy competition between market participants so that they are incentivised to bid at their true cost and regulators have the necessary tools to detect any kind of abusive or manipulative behaviour. Demand response, storage and other sources of flexibility must be put in a situation where they can compete effectively so that the role of natural gas in the short-term market to provide flexibility is progressively reduced, which will bring multiple benefits including lower electricity prices for consumers. To ensure this, targeted changes to the functioning of short-term markets could be envisaged, which could include:

Incentivising the development of flexibility assets

The Commission together with ACER has started the work on new rules to further support the development of demand response, including rules on aggregation, energy storage and demand curtailment, and address remaining regulatory barriers.

Adapt incentives in the System operators tariff design: The Electricity Regulation and Directive already give the possibility for system operators to procure flexibility services including demand response. However, in most Member States, the current regulatory framework treats capital expenditures (CAPEX) of system operators different from operational expenditures (OPEX), resulting in a bias in detriment of investments by system operators concerning the operation of their network. An alternative to this approach is a regulatory framework based on overall total expenditure (TOTEX), including capital expenditures and operational expenditures, which would allow the system operators to choose between operational expenditures and capital expenditures, or an efficient mix of both, to operate their system efficiently without bias for a certain type of expenditure. This would incentivise system operators to procure further flexibility services, and in particular demand response, which should be a key enabler for greater renewable integration.

Using sub-meter data for settlement and observability: The deployment of smart meters as envisaged in the Electricity Directive is delayed in several Member States. In addition, smart meters do not always provide the level of granularity required for demand response and energy storage. In these situations, it should thus be possible for system operators to use sub-meter data (incl. from private sub-meters) for settlement and observability processes of demand response and energy storage, to facilitate active participation in electricity markets (see also section “*Adapting metering to facilitate demand response from flexible appliances*” in the section on “**Better consumer empowerment and protection**”). The use of sub-meter data should be accompanied by requirements for the sub-meter data validation process to check and ensure the quality of the sub-meter data. Access to dynamic data of electricity consumed (and injected back to the grid) notably from renewable energy sources helps increasing awareness amongst the consumers and allows shifting demand towards renewable electricity.

Developing new products to foster demand reduction and shift energy at peak times: To foster demand reduction and energy shifting (through demand response, storage and other flexibility solutions) at peak times, a peak shaving product could be defined and considered as an ancillary service that could be bought by system operators. Such a product could be auctioned a few weeks/months ahead (with a capacity payment) and activated at peak load (with an energy payment), considering renewables generation, therefore contributing to phasing out gas plants from the merit order, and contributing to lowering the price. Demand reduced could also be shifted to another point in time, outside of peak times. This would incentivize flexibility when fossil fuel capacity is needed the most in the system. It would be important to ensure such a product is cost effective if implemented over the long term.

Coordinating demand response in periods of crisis: In periods of crisis, it would also be possible to combine the limitations of inframarginal revenues described in the section above with market-based coordinated demand response (reduction and/or shifting) in times of peak prices or peak load. The aim would be to reduce the market clearing price and fossil fuel consumption.

Improving the efficiency of intraday markets

Shifting the cross-border intraday gate closure time closer to real time: Intraday trade is a key tool to integrate renewable energy sources and balance their variability with flexibility sources up to real time. Wind and solar producers see their forecasts strongly improving close to delivery, and it should be possible to trade shortages and surpluses as close as possible to real time. Setting the cross-border intraday gate closure time closer to real time therefore appears as a meaningful improvement, in combination with maximising the cross-border trade capacity.

Mandating the sharing of the liquidity at all timeframes until the time of delivery: EU day-ahead and intraday electricity markets are geographically coupled, meaning that trades can take place anywhere across Europe if the grid cross-border capabilities are sufficient. This considerably increases the liquidity and therefore the efficiency of the markets. The Commission considers extending these benefits also to intra-border trade between different market operators. This would support competition development and facilitate market participants to balance their positions - a key aspect for integrating further variable renewables.

Do you consider the short-term markets are functioning well in terms of:

	Yes	No
--	-----	----

(a) accurately reflecting underlying supply/demand fundamentals	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>
(b) encompassing sufficiently liquidity	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>
(c) ensuring a level playing field	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>
(d) efficient dispatch of generation assets	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>
(e) minimising costs for consumers	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>
(f) efficiently allocating electricity cross-border	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>

Do you see alternatives to marginal pricing as regards the functioning of short-term markets in terms of ensuring efficient dispatch and as regards the determination of cross border flows?

- Yes
 No

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

Il system marginal price si è rivelato negli anni uno strumento efficace per garantire un efficiente dispacciamento delle risorse nei mercati dell'energia nel breve termine ed efficaci scambi transfrontalieri facilitando così l'integrazione delle fonti rinnovabili e contribuendo in maniera significativa alla sicurezza degli approvvigionamenti.

Un'eventuale modifica di tale algoritmo – a fronte di una maggiore incertezza nella stima del prezzo marginale da parte degli operatori nonché di significative complicazioni operative e in termini di infrastrutture IT, e tenendo conto del conseguente adattamento delle strategie di offerta da parte degli operatori – non comporterebbe una variazione sostanziale degli esiti del mercato spot tenendo conto del coupling dei mercati energia europei e della conseguente necessità di modificare l'algoritmo comune (Euphemia).

How can the EU emission trading system and carbon pricing incentivize the development of low carbon flexibility and storage?

3000 character(s) maximum

Il EU ETS contribuisce in maniera sostanziale alla decarbonizzazione del mix energetico europeo favorendo nel merit order del mercato elettrico le tecnologie a più bassa emissione di CO₂. Tuttavia, lo sviluppo di nuove tecnologie "low carbon", flessibili e a forte intensità di capitale, come gli accumuli (batterie e pompaggi), non può prescindere da un'adeguata valorizzazione dei servizi di flessibilità offerti. In questo senso è auspicabile lo sviluppo e l'ampliamento dei meccanismi di approvvigionamento

A ciò si aggiunge che la generazione termoelettrica "decarbonizzata" dovrebbe essere ulteriormente supportata con misure specifiche per accelerare lo sviluppo dei gas decarbonizzati e la progressiva eliminazione del gas fossile nonché lo sviluppo di tecnologie termiche decarbonizzate (es. CCGT con CCS /green H₂). I gas verdi non sono destinati a essere competitivi rispetto al gas fossile fino a quando i segnali di prezzo della CO₂ non raggiungeranno livelli elevati (a condizione che i prezzi del gas fossile tornino ai

livelli pre-crisi, ovviamente). Di conseguenza, il termico decarbonizzato che può essere costruito attraverso i meccanismi di capacity market funzionerebbe solo per periodi molto limitati fino a una fase piuttosto avanzata della transizione.

Do you consider that the cross-border intraday gate closure time should be moved closer to real time (e.g. 15 minutes before real time)?

- Yes
- No

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

L'avvicinamento al tempo reale della closure time del mercato intraday transfrontaliero (XB CGT) è un'importante evoluzione, soprattutto nelle zone di offerta più piccole, per accedere a pool di liquidità più ampi. Attualmente, la XB CGT è a 60 minuti prima del tempo reale e ciò rende complesso per i trader intraday reagire a gran parte delle deviazioni dalle previsioni (vento, irraggiamento solare, etc.). Spostare la XB CGT a 15 minuti prima del tempo reale attraverso potrebbe contribuire a ridurre i costi di bilanciamento in tutte le aree di offerta e migliorerebbe il funzionamento del mercato infragiornaliero.

Detto ciò, è un'evoluzione che prima di essere implementata merita un'attenta valutazione. Infatti, per decidere se implementare tale modifica andrebbe trovato un trade off tra l'evoluzione del mercato intraday, il buon funzionamento del mercato del bilanciamento, le necessità operative dei TSO e la complessità operativa (es. il passaggio all'Imbalance Settlement Period e alla Market Time Unit quartorari è stato prorogato al 2025 per l'Italia proprio a causa degli impatti in capo a TSO, NEMO e operatori). La decisione su un eventuale ulteriore avvicinamento della gate closure intraday al tempo reale dovrebbe essere quindi presa a valle e in funzione di un'attenta analisi costi/benefici. Inoltre, occorrerebbe adattare le normative /regolazioni nazionali a un tempo di chiusura più breve rispetto al tempo reale.

Per garantire la reale efficacia di una XB GCT più vicina al tempo reale è però essenziale che i TSO non introducano limiti alla flessibilità che gli impianti possono offrire su tali mercati (es. limiti alla modulazione di alcuni impianti su XBID come avviene in Italia con l'imposizione degli intervalli di fattibilità da parte del TSO) che risultano fortemente penalizzanti in ottica di revenue stacking per gli operatori.

Do you consider that market operators should share their liquidity also for local markets that close after the cross-border intraday market?

- Yes
- No

What would be the advantages and drawbacks of sharing liquidity in local markets after the closure of the cross-border intraday market?

2000 character(s) maximum

Sì, a priori la messa a disposizione di tutta la liquidità disponibile anche sui mercati locali non può che portare vantaggi in termini di efficienza dei mercati.

Would a mandatory participation in the day-ahead market (notably for generation under CfDs and/or PPA's) be an improvement compared to the current situation?

- Yes
- No

What would be the advantages and drawbacks of such an approach?

2000 character(s) maximum

No, non ravvediamo svantaggi nell'assenza di tale obbligo. Di fatto tutti gli operatori hanno un incentivo ad offrire nei mercati spot al fine di non incorrere in uno sbilanciamento.

What would be the advantages and drawbacks of having further locational and technology-based information in the bidding in the market (for example through information on the composition of portfolio, technology-portfolio bidding or unit-based bidding)?

2000 character(s) maximum

Nei mercati in cui sono già richieste specifiche indicazioni in merito alla localizzazione e alla tecnologia legate ai volumi offerti, è importante mantenere e aumentare la trasparenza nei confronti degli operatori accorciando le tempistiche di pubblicazione delle informazioni relative agli esiti dei mercati il più possibile vicino al tempo reale (max 1 giorno dalla delivery).

In linea generale, è poi fondamentale aumentare la trasparenza riguardo al funzionamento fisico della rete elettrica imponendo ai TSO specifici obblighi di pubblicazione su alcuni parametri di rete (es. limiti di corrente /tensione, andamento di tensione/corrente a consuntivo, ecc) al fine incentivare lo sviluppo in nuove tecnologie laddove necessarie ed avere una maggiore contezza dei segnali di scarsità.

D'altro canto, la fornitura di ulteriori informazioni associate alle offerte non dovrebbe portare ad un aumento delle misure fuori mercato, in quanto tali misure potrebbero deteriorare l'efficienza, se non addirittura il livello di competizione, del mercato (riducendo la trasparenza e la fiducia, creando incentivi disallineati e incidendo negativamente sul prezzo/liquidità di mercato).

Per quanto riguarda le informazioni technology-based, sarebbe utile dettagliare ulteriormente la flessibilità delle tecnologie e potrebbe essere opportuno promuovere prodotti più specializzati, ad esempio le batterie.

What further aspects of the market design could enhance the development of flexibility assets such as demand response and energy storage?

2000 character(s) maximum

Gli aspetti migliorabili per un dispiegamento più efficiente di risorse di flessibilità come demand response e accumuli sono:

- Integrazione nell'architettura del mercato dei servizi ancillari di segmenti per l'approvvigionamento di risorse a termine, per garantire una maggiore certezza negli investimenti e incoraggiare una diffusa partecipazione dei clienti finali.
- Apertura del mercato dei servizi ancillari a tutte le risorse.
- Possibilità di prezzi negativi su tutti i segmenti di mercato (MSD incluso).
- Miglioramento/efficientamento del capacity market per consentire una partecipazione più efficace e ampia

della demand response e degli accumuli (es. tramite revisione fattori di derating).

-Implementazione di un mercato di prodotti "time-shift".

-Approvvigionamento di servizi di flessibilità da parte di TSO e DSO, con questi ultimi pienamente equiparati ai TSO nella possibilità di predisporre propri mercati locali dei servizi ancillari.

-Presenza di un quadro regolatorio solido e certo che supporti gli investimenti dei DSO in digitalizzazione e automatizzazione delle reti, necessari al fine di dispiegare risorse di flessibilità e di resilienza.

-Maggiore diffusione degli smart meter.

-Per asset flessibili ad alta intensità di capitale (es. accumuli - pompaggi e batterie - utility scale), può essere utile introdurre specifici meccanismi di sostegno agli investimenti in nuova capacità con l'obiettivo di garantire lo sviluppo di tali asset coerentemente con l'aumento del fabbisogno di flessibilità legato alla penetrazione delle FER non programmabili. Gli investitori necessitano infatti di meccanismi che garantiscano una certa stabilità dei ricavi durante l'intera durata di vita di questi asset a fronte dei rischi e delle forti incertezze che caratterizzano le aspettative di remunerazione a mercato su orizzonti temporali lunghi. Infine, tali meccanismi dovrebbero comunque ridurre al minimo gli impatti sul corretto funzionamento dei mercati spot.

In particular, do you think that a stronger role of OPEX in the system operator's remuneration will incentivize the use of demand response, energy storage and other flexibility assets?

- Yes
 No

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

Un ruolo più forte dell'OPEX nella remunerazione dei TSO e DSO, purché non vada a pregiudicare i sistemi di supporto per la generazione FER (tipicamente CAPEX-based), è di fondamentale importanza per incentivare l'uso di tutti i tipi di flessibilità, soprattutto demand side management e batterie. La determinazione dell'OPEX ammesso e la riconciliazione con quello effettivo, la differenziazione dell'OPEX controllabile e non controllabile, tra OPEX regolamentato e non regolamentato e i miglioramenti dell'efficienza sono tutti elementi chiave per rafforzare il ruolo dell'OPEX nella remunerazione dei TSO e DSO.

In alcuni Stati Membri UE, Italia compresa, le NRA stanno predisponendo una nuova regolazione tariffaria per i servizi infrastrutturali basata sull'approccio TOTEX che permette di superare l'attuale approccio ibrido per il riconoscimento delle CAPEX e OPEX, passando ad un meccanismo in cui gli stessi non vengono trattati in maniera differente. È fondamentale che, in questo processo di revisione della regolazione tariffaria delle attività infrastrutturali regolate, l'obiettivo principale sia di sostenere gli operatori della trasmissione e distribuzione per incentivare lo sviluppo di nuovi asset, piattaforme e mercati da dedicare alla flessibilità. Ciò in particolare per quanto concerne i DSO, tenuto conto dell'impatto che la generazione distribuita rinnovabile non programmabile e la diffusione dei veicoli elettrici comporteranno in termini di necessità di approvvigionamento di servizi ancillari locali.

Suggeriamo in ogni caso di non prevedere solamente modelli di remunerazione da ricondurre ai meccanismi tariffari, ma anche soluzioni alternative attraverso cui i DSO possano essere remunerati tramite meccanismi extra-tariffari, nell'ambito della realizzazione di appositi progetti pilota.

Do you consider that enabling the use of sub-meter data, including private sub-meter data, for settlement/billing and observability of demand response and energy storage can support the development of demand response and energy storage?

- Yes
- No

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

L'utilizzo dei dati provenienti da sub-meter, a patto che siano adeguatamente certificati, può:

- Migliorare la "profondità" alla quale è possibile monitorare le risorse connesse alla rete elettrica e la capacità di utilizzo di servizi per garantire il corretto funzionamento della rete stessa
- Facilitare lo sviluppo della demand response permettendo una partecipazione attiva degli asset in capo alle risorse distribuite che possono essere così misurate più puntualmente
- Se utilizzato per funzioni ulteriori alla sola osservabilità, aiutare i consumatori a mettere in atto comportamenti più efficienti dal punto di vista del consumo energetico.

Detto ciò, le modalità per l'utilizzo dei dati provenienti da sub-meter dovrebbero essere attentamente regolate e concertate con i system operator, al fine di garantirne la precisione e l'interoperabilità di utilizzo.

Da ultimo, evidenziamo che, indipendentemente dall'utilizzo o meno dei dati da sub-meter, i dati provenienti dai misuratori "principali" dovranno continuare a rimanere la fonte primaria dei dati di misura ai fini delle attività di fatturazione e settlement.

Do you consider appropriate to enable a product to foster demand reduction and shift energy at peak times as an ancillary service, aiming at lowering fuel consumption and reducing the prices?

- Yes
- No

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

Riteniamo più efficace implementare un mercato decentralizzato del "time shift": in tale mercato i titolari di impianti rinnovabili non programmabili avrebbero la possibilità di acquistare (mediante contratti di lungo termine, e in alternativa alla realizzazione "in proprio" di asset di accumulo accoppiati agli impianti) prodotti finanziari di "accumulo virtuale" resi disponibili dai titolari di sistemi di accumulo. Tali prodotti finanziari (prodotti di "time shift") replicherebbero dal punto di vista economico gli effetti (in termini di traslazione degli spread tra i prezzi nelle differenti ore) conseguibili con l'utilizzo di un sistema di accumulo fisico.

È inoltre auspicabile un ampliamento dei servizi che devono essere oggetto di remunerazione (e.g. system inertia, fast frequency response, etc) da parte dei gestori di rete in quanto indispensabili per la transizione energetica.

Infine, sarà particolarmente importante prevedere la possibilità per i DSO di implementare mercati e

piattaforme locali per l'approvvigionamento di risorse di flessibilità, prevedendo il coinvolgimento più ampio possibile dei prodotti e delle soluzioni tecniche disponibili.

Do you consider that some form of demand response requirements that would apply in periods of crisis should be introduced into the Electricity Regulation?

- Yes
 No

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

In linea generale, sono preferibili soluzioni market-based per promuovere la demand response.

Inoltre, è preferibile ed auspicabile prevedere un generale riordino e potenziamento dei servizi ancillari nel loro complesso, prevedendo in particolare la possibilità per i DSO di acquisire flessibilità da tutte le possibili tecnologie che sono in grado di offrirla. Ad ogni modo, a fase emergenziale degli ultimi anni ha visto nascere alcuni interessanti meccanismi di DSR (es. in UK, FR) che potrebbero essere oggetto di studio per verificare la loro applicabilità strutturale.

Do you see any further measure that could be implemented in the shorter term to incentivize the use of demand response, energy storage and other flexibility assets?

- Yes
 No

If so, what would that be?

2000 character(s) maximum

I singoli Paesi membri UE sono in una fase di progressiva riforma per garantire un sempre maggior ricorso agli strumenti di flessibilità. Oltre a un affinamento per l'approvvigionamento dell'attuale set di servizi ancillari, per incentivare il maggiore utilizzo della demand response è importante garantire segnali di investimento a lungo termine, nelle forme di contratti di capacità a lungo termine o contratti per fornire servizi ancillari di lungo termine, assieme allo sviluppo degli smart meter.

Sarà necessario promuovere la disponibilità dei servizi derivanti dallo storage, dal demand response e dalle altre possibili fonti di flessibilità anche presso le reti di distribuzione, per l'approvvigionamento degli stessi da parte dei DSO attraverso appositi mercati o piattaforme, garantendo forme di remunerazione per i DSO che sviluppano soluzioni tecniche e prodotti a tal fine.

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

Do you consider the current setup for capacity mechanisms adequate to respond to the investment needs as regards firm capacity, in particular to better support the uptake of storage and demand side response?

- Yes
 No

If not, what changes would you consider necessary in the market design to ensure the necessary investments to complement rising shares of renewables and to better align with the decarbonisation targets?

4000 character(s) maximum

I meccanismi di remunerazione della capacità devono essere considerati un pilastro essenziale nella progettazione del market design elettrico, in quanto indispensabili per garantire capacità adeguata a rispettare gli standard di adeguatezza degli Stati Membri e anche fornire la visibilità a lungo termine necessaria per gli investitori. Inoltre, se ben concepiti, i meccanismi di capacità hanno dimostrato di poter garantire la sicurezza degli approvvigionamenti in maniera efficace ed efficiente anche in un contesto di sempre maggiore incertezza in merito alle prospettive di remunerazione sui mercati dell'energia. Per tale motivo è auspicabile una semplificazione dei processi di approvazione a livello europeo di tali meccanismi.

Prendendo come esempio il caso italiano, ma guardando comunque in un'ottica comunitaria, i meccanismi di remunerazione della capacità (CRM) devono essere aggiornati progressivamente per garantire la minimizzazione dei costi di sistema rispetto agli obiettivi di adeguatezza e flessibilità, tenendo conto dell'evoluzione del sistema e, conseguentemente, del contributo fornito dalle diverse tecnologie (a parità di prezzo offerto dovrebbe essere data priorità alle risorse che garantiscono maggiore flessibilità).

Alcuni aspetti prioritari su cui porre l'attenzione per l'aggiornamento ed efficientamento del funzionamento dei CRM sono:

- L'aumento delle possibilità di partecipazione degli operatori al Capacity Market, tramite l'incremento della frequenza delle sessioni di mercato secondario (da valutare tale necessità a valle degli esiti delle aste svoltesi nel 2022).
- Rivedere termini di garanzia per gli impianti esistenti (es. contratti a 2-3 anni).
- La revisione delle regole di calcolo dei derating factor per permettere una più attiva partecipazione delle tecnologie diverse da quelle termiche (es. accumuli).
- La rimozione delle barriere che limitano la partecipazione della demand response.

Do you have additional comments?

4000 character(s) maximum

Do you see a benefit in a long-term shift of the European electricity market to more granular locational pricing?

- Yes
 No

Do you have additional comments?

3000 character(s) maximum

Il “punto di partenza” è differente a seconda dei Paesi. Una simile riforma deve essere oggetto di successive e approfondite valutazioni per analizzare i potenziali benefici, costi e impatti distributivi associati a specifici modelli e scelte progettuali.

Se si pensa all'Italia, l'introduzione di una maggiore granularità nel locational pricing si tradurrebbe nel passaggio dal mercato zonale a quello nodale, con un aumento notevole di complessità e incertezza a fronte di vantaggi tutti da dimostrare. La maggiore granularità nel locational pricing, combinata a una struttura nodale dei prezzi, creerebbe forti distorsioni sul livello di competitività dei mercati.

Se invece ci si riferisce alla maggior parte degli altri Paesi europei, potrebbe preludere a una semplice articolazione in zone (che in Italia già esiste da anni).

È fondamentale che un'eventuale riforma sia accompagnata da possibilità di copertura in ogni scala temporale, grazie a un mercato dei diritti di trasmissione ben funzionante, e ulteriormente integrata da dotazioni specifiche per gli investimenti nelle rinnovabili per sostenerne lo sviluppo. Solo così rafforzata, una tariffazione più granulare per localizzazione consentirebbe di gestire in modo più efficiente le congestioni di rete risultanti dagli scambi all'interno delle zone di offerta che sono attualmente risolte dai sistemi di ridispacciamento dei TSOs.

Un approccio basato sul mercato porterebbe a guadagni di efficienza, in particolare perché sarebbe aperto a tutte le tecnologie/agenti economici e faciliterebbe la partecipazione alla demand response. Ciò dovrebbe in particolare favorire lo sviluppo delle batterie consentendo loro di valorizzare adeguatamente la gestione delle congestioni; ulteriori flussi di revenue si materializzerebbero infatti se i system operators non imponessero requisiti troppo severi nell'approvvigionamento dei servizi di flessibilità.

Better Consumer Empowerment and Protection

Union legislation recognizes that adequate heating, cooling and lighting, and energy to power appliances are essential services. The European Pillar of Social Rights includes energy among the essential services which everyone is entitled to access.

Union legislation also aims to deliver competitive and fair retail markets, as well as possibilities to reduce energy costs by investing in energy efficiency or in renewable generation thereby putting consumers at the heart of the energy system. The energy crisis has shown the importance of delivering on this ambition but also weaknesses in the existing system. For that reason, there is scope to further reinforce the Electricity Directive to deliver the needed consumer empowerment and protection, and avoid that consumers are powerless in the face of short-term energy market movements.

Increasing possibilities for collective self-consumption and electricity sharing

Digitalisation – particularly when applied to metering and billing – facilitates energy sharing and collective self-consumption. Collective self-consumption means customers are able to invest in offsite generation and become “prosumers” reducing their bills just as if the renewable energy production installation were installed on their own roof. Consumers can then avoid buying gas produced electricity which leads to real

decoupling.

The practical uses are potentially very significant – for example, families can share energy among the different members located in different parts of the country and farmers can install renewable generation on one part of their farm and use the energy in their main buildings even if located a distance away. Another clear use case is municipalities and housing associations can include off-site energy as part of social housing, directly addressing energy poverty.

Member States such as Belgium[1], Austria, Lithuania[2] Luxembourg, Portugal and others[3] have shown that it is possible to implement this model in practice quickly and at reasonable cost for consumers to develop energy sharing and collective self-consumption.

Customers should be in a position to deduct the production of offsite renewable generation facilities they own, rent, share or lease from their metered consumption and billed energy. Specific provisions could allow energy poor and vulnerable customers to be given access to this shared energy, for example produced within municipalities, or by investments of local governments.

Energy sharing should be treated in a non-discriminatory way compared to normal suppliers and producers. This means costs for other consumers are not unduly increased. Production and consumption has to happen at the same market time unit. Energy sharing be possible where there are no transmission constraints for wholesale trade – that is within price zones.

Adapting metering to facilitate demand response from flexible appliances

The roll out and uptake of demand response has been slower than desired. One of the reasons for this has been the very complex relationships between suppliers and aggregators. The greatest demand response possibilities often come from individual appliances – in particular behind-the-meter storage, heat pumps and electric vehicles. Enabling dedicated suppliers and aggregators to offer contracts covering just these appliances could help both speed the roll out of these appliances and increase the amount of demand response in the system. The Electricity Directive already provides that customers are entitled to more than one supplier, but this has been seen to require a separate connection point increasing costs for customers significantly.

Therefore, there is a case for adapting the current provisions of the Electricity Directive to clarify that customers who wish to have the right to have more than one meter (i.e. a sub-meter) installed in their premises and for such sub-metered consumption to be separately billed and deducted from the main metering and billing.

Better choice of contracts for consumers

In many Member States as the crisis unfolded, the availability and diversity of contracts became more limited, making it increasingly difficult for customers to obtain fixed price contracts in many Member States. This was also often insufficiently clear to customers who believed that they had entered into fixed price contracts, alongside a wider lack of understanding of consumer rights.

There are also few “hybrid” or “block” contracts available. Such contracts combine elements of fixed price and dynamic/variable prices giving consumers certainty for a minimum volume of consumption but allowing

prices to vary above that amount.

Customers with variable price contracts can find budgeting more difficult, particularly consumers on low incomes or vulnerable consumers. The effect of such contracts is that the cost of managing the risk of wholesale price increases is faced exclusively by customers and not by suppliers. On the other hand, variable prices – at least for the energy where the customer is effectively able to control consumption - can incentivise a more efficient use of energy.

While suppliers above a certain size are obliged to offer dynamic price contracts, which were less in demand during the crisis, the legislation is silent on fixed price contracts. This should be rebalanced to allow consumers a choice between flexible or fixed price contracts. Fixed price contracts could still be based on time of use to maintain incentives to reduce demand at peak hours. Suppliers would remain free to determine the price themselves.

Suppliers often argue that it is difficult to offer attractive fixed price offers for two reasons - firstly if they do not have access to longer term markets which allow them to hedge their risks. These issues are addressed in the sections on forward markets above. Secondly, suppliers argue that it is difficult to offer fixed price fixed term contracts because consumers are allowed to switch supplier (i.e. leave the fixed price fixed term contract) - leaving the supplier with additional costs. Currently, termination fees for fixed price fixed term contracts are allowed – but only if they are proportionate and if they reflect the direct economic loss to the supplier. Without abandoning these principles, it could be considered allowing regulators or another body to set indicative fees which would be presumed to comply with these obligations.

Strengthening consumer protection

A) Protecting customers from supplier failure

Increased supplier failure during the crisis, generally because of a lack of hedging, has been observed in several Member States. This has often resulted in all consumers facing higher bills because of socialisation of some of the failed suppliers' costs.[4] Customers of the failed suppliers are also faced with unexpected costs. Obliging suppliers to trade in a prudential way may involve some additional costs, but would reduce the risks that individual consumers face and also avoid socialisation of the costs of suppliers with poor business models. This is separate from, but complementary to, prudential rules applicable to energy companies on financial markets where the Commission has also taken action. At the same time, we recognise such obligations need to take account of the difficulties smaller suppliers face in hedging, particularly in smaller Member States (see also section on “*Forward Markets*” above).

All Member States have implemented a system of supplier of last resort, either de jure or de facto. However, the effectiveness of these systems varies and EU framework is very vague without clarifying the roles and responsibilities of the appointed supplier and the rights of consumers transferred to the supplier of last resort[5].

B) Access to necessary electricity at an affordable price during crises

The Electricity Directive includes specific provisions for energy poor and vulnerable customers, which are part of a broader policy framework to protect such consumers and help them overcome energy poverty.[6] However, the crisis has shown that affordability of energy can be a major issue not only for these groups, but also for wider sections of population. Member States can apply price regulation for energy poor and

vulnerable households. Council Regulation (EU) 2022/1854 on an emergency intervention to address high energy prices allows for below cost regulated prices for all households and for SMEs on a temporary basis and subject to clear condition. In particular, such measures can only cover a limited amount of consumption and must retain an incentive for demand reduction. One of the lessons of the crisis is that the objective of reducing energy costs for consumer should not come at the expense of encouraging excess demand and fossil fuel lock-in, or fiscal sustainability. However, some form of safeguard to allow Member States to intervene in retail price setting might be needed for the future during a severe crisis, such as the current one. This could ensure that citizens have access to the energy they need, including ensuring that certain consumers have access to a minimum level of electricity at a reasonable price, regardless of the situation in the electricity markets, while avoiding subsidies for unnecessary consumption, such as heating of swimming pools[7]. This would also help ensure that when making large purchases, customers would take into account the full cost of energy. As the objective is to mitigate the impact of high prices during crisis periods, it would seem sensible to develop specific criteria to define a crisis in these terms. One alternative would be to link the Electricity Risk Preparedness Regulation, however this is focused on system adequacy, system security and fuel security, rather than mitigating the impacts of a crisis on users. Fossil fuel lock-in, however, needs to be avoided.

[1] Energiedelen en persoon-aan-persoonverkoop | VREG

[2] Lithuanian consumers to access solar parks under CLEAR-X project

[3] Spain, Croatia, Italy ,France.

[4] For example, network charges owed to TSOs and DSOs and potentially imbalance costs.

[5] In particular, we would consider confirming that customers transferred to Supplier of Last Resort retain the right to change supplier within normal switching times (i.e. customers cannot be required to stay with the supplier of last resort for a fixed period); clarifying that the supplier of last resort must be appointed based on an open and transparent procedure; right of consumers to remain with supplier of last resort for reasonable periods of time.

[6] The Energy and Climate Governance Regulation together with the 2020 recommendation on Energy poverty provide a more structural framework to address and prevent energy poverty. The Fit for 55 legislative package further reinforces this framework through other sectoral legislation, through the revision of the Energy Efficiency Directive and the Energy Performance of Buildings Directive and through setting up of the Social Climate Fund to address the impact of the ETS extension to buildings and transport.

[7] This is also in line with the Recommendation on the economic policy of the euro area which called for a two-tier energy pricing model, whereby consumers benefit from regulated prices up to a certain amount

Energy sharing and demand response

Would you support a provision giving customers the right to deduct offsite generation from their metered consumption?

- Yes
- No

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

Scorporare fisicamente la generazione offsite dal consumo misurato comporta una serie di oneri (e quindi costi) di coordinamento, amministrativi e fiscali che finiscono per erodere i benefici intesi per il consumatore finale.

Questo tipo di soluzione genererebbe complessità sia nell'interfaccia con il mercato (quantità di energia registrate come immesse in rete, e quindi vendute sui mercati, verrebbero ex-post rettificate e sottratte dai portafogli in prelievo degli Utenti del Dispacciamento che rappresentano i clienti finali sui mercati) ma anche con il sistema elettrico in generale: si pensi ad esempio ai diversi corrispettivi applicati all'energia immessa e prelevata per il calcolo delle perdite di rete.

Lo scorporo dell'energia direttamente in bolletta si scontrerebbe inoltre con problematiche relative alla gestione dei dati di misura e ai meccanismi di supporto alle configurazioni di autoconsumo. Occorre inoltre considerare le complessità fiscali associate al trattamento dei diversi tipi di energia.

Sarebbe meglio adottare, come fatto in Italia, schemi virtuali (es. come quelli delle REC) in ambiti comunque circoscritti (cabina primaria) e che danno comunque evidenza al consumatore del vantaggio economico per l'energia condivisa ora per ora.

If such a right were introduced:

(a) Would it affect the location of new renewable generation facilities?

- Yes
- No

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

Gli impianti sarebbero realizzati vicino ai centri di consumo adottando misure simili a quelle vigenti in Italia per le REC.

(b) Should it be restricted to local areas?

- Yes
- No

(c) Should it apply across the Member State/control/zone?

- Yes
- No

Would you support establishing a right for customers to a second meter/sub-meter on their premises to distinguish the electricity consumed or produced by different devices?

- Yes
- No

If yes, what particular issues should be taken into account?

2000 character(s) maximum

In linea di principio sì. In ogni caso il contatore principale dovrebbe rimanere il dispositivo di riferimento ai fini del regolamento e del bilanciamento in quanto solo i misuratori certificati possono garantire piena affidabilità, accuratezza, rispetto dei requisiti di cybersecurity ed interoperabilità.

Qualora l'installazione dei sub-meter fosse posta in capo ai DSO, per evitare aggravii economici ingiustificati per i distributori ed il sistema, il numero ottimale di misuratori installati e gestiti dagli operatori di rete, dovrebbe essere valutato caso per caso. Pertanto, il diritto del cliente di avere ulteriori misuratori o sotto-misuratori dovrebbe essere subordinato a tali condizioni. In ogni caso il contatore principale dovrebbe rimanere il dispositivo di riferimento ai fini del regolamento e del bilanciamento.

Se si decidesse di consentire ai consumatori di installare sub meter, un aspetto operativo potenzialmente critico legato alla gestione dei dati di misura provenienti dai sub-meter che merita adeguata considerazione concerne l'attività di fatturazione. Nel definire le regole per l'esercizio e la gestione dei sub-meter, riteniamo necessario che si rispetti il principio per cui, nel caso in cui la fornitura di energia e quella di servizi di demand response non siano offerte dallo stesso fornitore integrato e siano offerte da due diversi fornitori di servizi, la fatturazione dei due servizi dovrebbe essere mantenuta separata.

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

Offers and contracts

Would you support provisions requiring suppliers to offer fixed price fixed term contracts (ie. which they cannot amend) for households?

- Yes
 No

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

In via preliminare è importante evidenziare come il venditore, proprio per assicurare un prezzo fisso per un determinato periodo di tempo al cliente, sopporta dei rischi/costi che prescindono dalla natura contrattuale (indeterminata o determinata): è quindi fondamentale rivedere quanto previsto dall'art. 12.3 della Direttiva UE n. 2019/944 laddove si stabilisce che l'onere per recesso anticipato possa essere applicato esclusivamente ai contratti a tempo determinato e prezzo fisso, consentendone invece l'applicazione anche nei contratti a tempo indeterminato con condizioni economiche a scadenza. Anche per quest'ultima tipologia contrattuale (peraltro la più diffusa nel mercato retail italiano) il venditore subisce delle perdite laddove, a fronte di un prezzo fisso garantito al cliente per un determinato periodo di tempo contrattualmente stabilito, quest'ultimo receda anticipatamente.

Con riferimento poi alla proposta di offerta di un contratto determinato a prezzo fisso, vale la pena ricordare come, in Italia, la regolazione già imponga agli operatori di proporre ai clienti (domestici o non domestici di piccole dimensioni) un'offerta a prezzo fisso con condizioni contrattuali (e struttura di prezzo) determinate dallo stesso regolatore (c.d. offerta PLACET): in questo senso il cliente interessato può già sceglierla.

Inoltre, riteniamo che nel mercato libero si debba sempre riconoscere al venditore una certa libertà nella definizione delle proprie politiche di marketing e, dunque, di definizione delle tipologie di offerte da proporre ai clienti.

Infine, è importante rilevare come anche nei contratti a tempo indeterminato con condizioni economiche a scadenza, il cliente sia libero di recedere in qualsiasi momento ed il venditore aggiorni i corrispettivi a scadenza delle condizioni economiche vigenti fornendo al cliente congruo preavviso anche per decidere di non accettare i nuovi prezzi proposti.

If such an obligation were implemented what should the minimum fixed term be?

at most 1 choice(s)

- (a) less than one year
- (b) one year
- (c) longer than one year
- (d) other

If 'other', please specify

250 character(s) maximum

La riforma del market design dovrebbe quindi riconoscere che in Europa esistono diverse forme di contratti a prezzo fisso, compresa quella illustrata sopra.

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

La Commissione dovrebbe riconoscere che gli Stati membri hanno sviluppato diversi tipi di contratti a prezzo fisso. In Italia, i contratti a prezzo fisso hanno in genere una durata indeterminata mentre le condizioni economiche vengono riviste e aggiornate regolarmente (ogni 12 o 24 mesi).

La riforma del market design dovrebbe quindi riconoscere che in Europa esistono diverse forme di contratti a prezzo fisso, compresa quella illustrata sopra.

Cost reflective early termination fees are currently allowed for fixed price, fixed term contracts:

	Yes	No
(a) Should these provisions be clarified?	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>
(b) If these provisions are clarified should national regulatory authorities establish ex ante approved termination fees?	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

Considerate le precedenti risposte, non condividiamo la proposta di determinazione dell'onere di recesso da parte del regolatore nazionale. Se l'onere deve essere proporzionale e non eccedere la perdita economica subita dal venditore in caso di recesso anticipato del cliente per definizione, questo onere non potrà essere uguale per tutti gli operatori. Quindi prevedere termination fees definite in maniera arbitraria dal regolatore contrasterebbe la finalità della stessa Direttiva.

Per applicare le penali di cessazione anticipata le NRA dovrebbero piuttosto elaborare linee guida non vincolanti per i fornitori su come calcolarle (con particolare attenzione ai costi della copertura a termine). Questo con l'obiettivo di dare chiarezza agli operatori, di incoraggiare l'armonizzazione di calcolo tra fornitori e dare maggiore solidità alle penali stesse.

Per facilitare l'adozione di contratti a prezzo fisso, la disciplina sulla cessazione anticipata dovrebbe prevenire potenziali comportamenti opportunistici dei consumatori ("turismo energetico"). Un altro aspetto da rafforzare dalla riforma è il recupero tempestivo delle penali, perché la loro introduzione contrattuale non fornisce alcuna garanzia sull'effettiva riscossione.

È fondamentale che la Commissione riconosca che gli Stati Membri hanno sviluppato diversi tipi di contratti a prezzo fisso. In Italia, i contratti a prezzo fisso sono a tempo indeterminato e le condizioni economiche (cioè il prezzo) vengono riviste e aggiornate regolarmente. Senza ulteriori specificazioni, le penali di cessazione anticipata potrebbero non essere applicabili in alcuni contesti come quello italiano.

È inoltre opportuno chiarire che le penali di cessazione dovrebbero applicarsi non solo a contratti riguardanti una fornitura di energia interamente a prezzo fisso, ma anche a contratti "ibridi" in cui il prezzo fisso riguarda soltanto una quota della fornitura energetica.

Do you see scope for a clarification and possible stronger enforcement of consumer rights in relation to electricity?

- Yes
 No

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

Riteniamo le misure di capacitazione già presenti soddisfacenti e adeguate.

Prudential supplier obligations

Would you support the establishment of prudential obligations on suppliers to ensure they are adequately hedged?

- Yes
 No

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

Tenendo presente che l'hedging è una parte cruciale dell'attività di un fornitore e che le aziende dovrebbero di default coprire in modo appropriato i volumi contrattati, non concordiamo con la definizione di obblighi prudenziali per i fornitori solo se controbilanciati da ulteriori chiarimenti sulla disciplina di recesso anticipato, come indicato nelle risposte precedenti.

Detto ciò, come espresso anche nelle precedenti risposte, riteniamo utile che non si escludano a priori delle quote d'obbligo di copertura tramite PPA, ma che piuttosto ci si riservi la possibilità di applicarle al verificarsi di performance negative del mercato PPA (livello di liquidità che stenta ad aumentare) o per dare un ulteriore stimolo al dispiegamento di nuova capacità FER per raggiungere i target 2030.

Da un punto di vista pratico, non è chiaro come le autorità regolatorie competenti possano verificare e dimostrare che una società abbia coperto adeguatamente i propri volumi. Nel caso si dovesse optare per un obbligo di copertura, è indispensabile che le procedure di verifica non rappresentino un onere amministrativo per i fornitori. Inoltre, andrebbero forniti dei chiarimenti sul contrasto tra l'introduzione dei requisiti di copertura (che è un esercizio a lungo termine) e la disposizione della Direttiva UE 944/2019 che impone ai fornitori di consentire lo switching di fornitore entro 24 ore e quindi crea un'evoluzione più dinamica (e meno prevedibile) dei volumi da coprire.

Would such supplier obligations need to be differentiated for small suppliers and energy communities?

- Yes
 No

If not, why not?

2000 character(s) maximum

Non si dovrebbero fare differenziazioni in merito ai requisiti di copertura per i fornitori di dimensioni medie e piccole. Nel 2022, nella maggior parte dei casi sono stati proprio i fornitori di piccole dimensioni ad andare in default. Per il bene del sistema è necessario quindi garantire condizioni di parità.

Supplier of last resort

Should the responsibilities of a supplier of last resort be specified at EU level including to ensure that there are clear rules for consumers returning back to the market?

- Yes
 No

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

La regolazione dovrebbe chiarire che i clienti possono essere serviti in ultima istanza solo per un periodo limitato di tempo. Di conseguenza, gli Stati Membri devono provvedere affinché ci siano delle condizioni,

anche economiche, che incoraggino i clienti a tornare sul mercato libero.

Inoltre, gli Stati Membri devono garantire ai venditori di ultima istanza la copertura dei costi operativi, delle morosità dei clienti non disalimentabili e, nei periodi di crisi, anche la copertura dei possibili costi aggiuntivi dovuti ad un aumento della morosità.

Would you support including an emergency framework for below cost regulated prices along the lines of the Council Regulation (EU) 2022/1854 on an emergency intervention to address high energy prices, i.e. for households and SMEs?

- Yes
 No

(a) If such a provision were established, should price regulation be limited in time and to essential energy needs only?

- Yes
 No

(b)

	Yes	No
Would such provisions substitute on long term basis for direct access to renewable energy or for energy efficiency?	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>
Can this be mitigated?	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>

(c)

	Yes	No
Would such contracts reduce incentives to reduce consumption at peak times?	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>
Can this be mitigated?	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

Do you have additional comments?

2000 character(s) maximum

È fondamentale che il framework emergenziale sui prezzi retail regolati e sotto costo non comprometta gli incentivi all'efficienza energetica, al risparmio energetico e all'utilizzo diretto di energia rinnovabile. Per preservare questi incentivi è importante limitare queste misure sia in termini di durata nel tempo che in termini di volumi eventualmente coperti.

Inoltre, l'implementazione di tale framework emergenziale può essere molto complessa e risultare onerosa per i venditori. È dunque importante individuare delle modalità di applicazione semplici che non comportino rischi finanziari per i venditori, e assicurare tempi congrui per l'implementazione.

Enhancing the Integrity and Transparency of the Energy Market

Never has there been as much of a need as today to enhance the public's trust in energy market functioning and to protect EU effectively against attempts of market manipulation.

Regulation (EU) 1227/2011 on wholesale market integrity and transparency (REMIT) was designed more than a decade ago to ensure that consumers and other market participants can have confidence in the integrity of electricity and gas markets, that prices reflect a fair and competitive interplay between supply and demand, and that no profits can be drawn from market abuse.

In times of extra volatility, external actors' interference, reduced supplies, and many new trading behaviours, there is a need to have a closer look as to whether our REMIT framework is robust enough. In addition, recent developments on the market and REMIT implementation over last decade have shown that REMIT and its implementing rules require an update to keep abreast. The wholesale energy market design has evolved over the past years: new commodities, new products, new actors, new configurations and not all data is effectively reported. The existing REMIT framework is not fully updated to tackle all new challenges, including enforcement and investigation in the new market realities.

Current experience, including a decade of REMIT framework implementation (REMIT Regulation from 2011 and REMIT Implementing Regulation from 2014) and functioning show that REMIT framework may require improvements to further increase transparency, monitoring capacities and ensure more effective investigation and enforcement of potential market abuse cases in the EU to support new electricity market design. The following areas could be considered in this context:

- The alignment of the ACER powers under REMIT with relevant powers under the EU financial market legislation including relevant definitions, in particular the definitions of market abuse (insider trading and market manipulation);
- The adaptation of the scope of REMIT to current and evolving market circumstances (new products, commodities, market players);
- The harmonisation of the fines that are imposed under REMIT at national level and the strengthening of the enforcement regime of certain cases with cross-border elements under REMIT;
- Increasing the transparency of market surveillance actions by improved communication of the market-related data by ACER, regulators and market operators.

What improvements into the REMIT framework do you consider as most important to be addressed immediately?

4000 character(s) maximum

1. Aggiornare il perimetro dei WEP e dei MP. Proponiamo di:
 - Allargare il perimetro a tutte le molecole trasportabili sulle reti dal momento in cui sono considerate "gas" (es. idrogeno puro o gas "blended")
 - Specificare che un WEP esiste solo in relazione a un'obbligazione di trasferire energia (obbligo a realizzare

impianto di produzione, disponibilità dell'impianto, etc non corrispondono a un WEP: hanno un pricing totalmente differente)

-Includere SSO e LSO nella definizione di MP anche se non rientrano in alcuna transazione WEP e chiarire che devono rispettare gli obblighi REMIT (inclusa la pubblicazione di inside information)

-Escludere dalla definizione di MP dei MP che trattano esclusivamente transazioni infragruppo e i consumatori energivori (trannequelli che sono anche produttori di energia elettrica, es. impianti CCGT). Essi non agiscono secondo condizioni "standard" e non partecipano ai mercati wholesale. I clienti energivori hanno beneficiato della crescente trasparenza informativa ottenuta con il REMIT, ma le informazioni ad essi relative potrebbero essere irrilevanti o non avere un effetto sui prezzi. In alternativa, suggeriamo almeno di: circoscrivere la definizione REMIT di WEP/MP, limitando l'applicabilità della soglia dei 600 GWh/y al singolo impianto (come già avviene) e non alla singola entità economica, o escludere i consumatori energivori dagli obblighi di reportistica delle inside information

-Aggiungere la definizione di TSO per chiarire che sono entità incaricate di gestire le infrastrutture di rete, tra cui le interconnessioni con l'estero, ed escludere i soggetti che gestiscono gasdotti upstream e reti chiuse (non sono reti di trasmissione di interesse sistemico). I TSO potrebbero avere informazioni di primaria importanza ai fini della trasparenza dei mercati e, proprio per questo motivo, sono meritevoli di un'apposita definizione all'interno della normativa REMIT

2. Chiarire le responsabilità per la pubblicazione delle informazioni privilegiate e definire le modalità di pubblicazione delle soglie di rilevanza.

Per rafforzare la trasparenza informativa sui mercati serve ridurre le incertezze oggi presenti nella gestione delle inside information. Per evitare la pubblicazione non necessaria di informazioni che potrebbero rivelarsi ingannevoli, ACER dovrebbe definire orientamenti vincolanti sulla definizione delle soglie di rilevanza utilizzate per la pubblicazione delle inside information a livello UE o nazionale. La regolazione REMIT dovrebbe prevedere che tutti gli obblighi dei MP (inclusi quelli relativi al divieto di insider trading) decadono dopo che l'inside information è trasmessa alla IIP per sua successiva pubblicazione. Dato che l'IIP deve rispettare requisiti minimi definiti da ACER (es. soluzioni di backup), è inefficiente che i MP debbano essere responsabili di un'attività che ai sensi del framework REMIT è sotto la responsabilità di altre entità (le diverse IIP). Se ciò non è fattibile, si dovrebbe permettere ai MP di continuare a pubblicare le inside information sui rispettivi siti web aziendali, impiegandoli come piattaforme di backup (rispettando comunque e sempre gli stessi requisiti di pubblicazione previsti per le IIP). Ricordiamo infatti che, diversamente dal framework MAR, i MP gestiscono giornalmente un altissimo volume di info legate ai WEP, che possono emergere anche in prossimità al momento del dispacciamento fisico dell'energia. La necessità di reagire in tempo reale e garantire il bilanciamento sui mercati fisici, rende pertanto essenziale che i MP non siano vincolati, dalle pubblicazioni da parte di entità differenti e che si debba avere a disposizione una soglia di rilevanza predefinita così da gestire agevolmente e in tempi rapidi la pubblicazione di inside information. Ogni assunzione secondo cui tale soglia dovrebbe essere calcolata in tempo reale e secondo un principio case-by-case è senza fondamento e ignora i fondamentali del funzionamento dei mercati fisici

With regards to the harmonization and strengthening of the enforcement regime under REMIT: what shortcomings do you see in the existing REMIT framework and what elements could be improved and how?

4000 character(s) maximum

1. Armonizzazione delle sanzioni a livello UE: Riteniamo che un regime comune per l'applicazione (e non della quantificazione) delle sanzioni sia necessario per la corretta applicazione del Regolamento REMIT a livello UE. Dovrebbe essere chiarito che la manipolazione del mercato e l'insider trading ai sensi del REMIT costituiscono una tipologia di condotta amministrativa. Alla luce di un'interpretazione comune dell'applicazione del REMIT, suggeriamo di introdurre un obbligo:
a. Per le NRA di (1) pubblicare le violazioni REMIT sottoposte a sanzione comprensive di traduzione in lingua

inglese (perlomeno gli elementi chiave) e (2) formalizzare e rendere pubbliche le indagini.

b. Per ACER di consultare pubblicamente, prima della pubblicazione di qualsivoglia orientamento vincolante, le varie modifiche che i MP dovranno recepire e rispettare.

2. Principio del ne bis in idem e cooperazione tra le diverse Autorità: Vista la coesistenza di diverse regolazioni (MAR, REMIT,...) consigliamo fortemente che si introduca un divieto di applicazione della doppia sanzione (es. ne bis in idem), in coerenza con la maggioranza dei sistemi di procedura civile vigenti in UE. In particolare, occorre chiarire che le NRA o le Autorità di vigilanza non possono essere in grado di avviare dei procedimenti sanzionatori su pratiche/temi già oggetto di investigazione, oppure già investigate, da un'altra autorità. Ai fini di una corretta applicazione di tale misura, suggeriremmo che le NRA e le altre autorità (autorità per la competizione sui mercati, ESMA,...) cooperino per assicurare che, in tutte le diverse regolazioni, si garantiscano definizioni e approcci coerenti.

3. Comportamenti non intenzionali: Riteniamo necessario chiarire che "errori operativi" (operational error) oppure attività non intenzionali in generale non costituiscono attività manipolative dei mercati. In altri termini, l'intenzionalità alla base dei comportamenti dei soggetti regolati e i suoi impatti (anche potenziali) sui mercati deve essere sempre accertata al fine di determinare se ci sia effettivamente stato, o meno, un comportamento scorretto nell'adozione dei divieti REMIT in materia di insider trading e market manipulation.

4. Trading algoritmico: Nel caso in cui, alla luce della crescente rilevanza del trading algoritmico o ad alta frequenza, la Commissione UE ritenga appropriato di includere tali attività nel framework REMIT, è importante che si tenga a mente che ciò richiederà necessariamente delle misure ad hoc che non possono essere ottenute semplicemente replicando quanto previsto nei regolamenti MAR o MiFID. Al fine di predisporre un approccio proporzionato e basato su appositi principi, suggeriamo che si introducano esclusivamente principi di alto livello, mentre si rimandi ad apposita consultazione da parte di ACER da svolgere in un secondo momento la definizione dei dettagli tecnici sui singoli orientamenti.

With regards to better REMIT data quality, reporting, transparency and monitoring, what shortcomings do you see in the existing REMIT framework and what elements could be improved and how?

4000 character(s) maximum

Al fine di incrementare l'efficacia del monitoraggio REMIT, la qualità dei dati comunicati dovrebbe essere ulteriormente migliorata. Suggeriamo quindi di ridurre le attività non primarie ed eccessivamente onerose, semplificando invece le regole per la reportistica delle informazioni nel seguente modo:

- Introducendo un divieto esplicito per le NRA – sia in caso di obblighi specifici di reportistica che su richiesta – di richiedere ai MP dati che possono essere estratti dai database REMIT (ARIS) e di incorporare all'interno del REMIT le attività di reportistica power e gas vigenti nei singoli Stati Membri (es. PDE in Italia).
- Introdurre per gli ordini e le transazioni concluse su un Organized Market Place (OMP) l'obbligo di reportistica per i soli OMP – che già dispongono di tutte le informazioni necessarie – rimuovendo invece qualsiasi responsabilità per i MP.
- Introdurre obblighi di reporting unilaterali (single side reporting). L'obbligo di reportistica dovrebbe essere attribuito all'acquirente, senza alcun obbligo per l'altra controparte a meno di diversi accordi tra le parti.
- Introdurre un registro centralizzato dei MP gestito da ACER, eliminando quindi tutti i registri nazionali e le eterogeneità nell'utilizzo del CEREMP. Viste da ultimo anche le difficoltà registrate di recente da parte di diversi MP nell'aggiornare tempestivamente i dati necessari ai fini delle registrazioni in TERMINAL, riteniamo che tale aggiornamento sia necessario ai fini di una maggiore funzionalità dei processi di registrazione e reportistica.
- Garantire in caso di fusioni societarie e attività M&A l'aggiornamento delle informazioni tramite il sistema CEREMP, piuttosto che il più oneroso reporting attraverso i lifecycle events che aumentano fittiziamente in

numero di record non trattandosi in ultima analisi, transazioni effettuate sui mercati.

- Continuare a escludere dagli obblighi di reportistica i contratti di bilanciamento siglati con i TSO, dato che i criteri per la gestione del mercato del bilanciamento e dei servizi ancillari variano da mercato a mercato e sono spesso definite dalle singole regolazioni nazionali. Analogamente, occorre escludere anche i contratti siglati tra MP, con l'obiettivo di riprodurre gli effetti delle transazioni sul mercato del bilanciamento: tali contratti dovrebbero essere riportati solamente su esplicita e motivata richiesta di ACER.

- Differenziare il framework REMIT sulla base della singola commodity. Sarebbe necessario differenziare non solo tra energia elettrica e gas naturale come avviene ora, ma bisognerebbe anche prevedere sub-commodity quali il biometano, biogas, LNG, idrogeno, elettricità da FER, dato che potrebbero avere dinamiche di prezzo sui mercati differenti.

- Allineare le tempistiche del LNG Data Reporting (introdotto con il Regolamento UE 2022/2576) con quelle del REMIT (t+1). Inoltre, il LNG Data Reporting dovrebbe essere effettuato applicando le stesse regole generali e modalità tecniche già vigenti per il resto della reportistica ai sensi del REMIT.

Al fine di migliorare la trasparenza dei punti della rete non connessi in alta tensione, nei soli contesti di particolare maturità dei livelli di generazione distribuita, degli strumenti di flessibilità e dell'effettiva disponibilità di dati di flusso real-time, suggeriamo di valutare l'estensione ai DSO degli obblighi di pubblicazione delle informazioni privilegiate per quanto afferente ad eventi al di sopra delle soglie di materialità di cui al punto 2 della nostra risposta alla Q1.

Here you can upload additional information, if you wish to do so

Only files of the type pdf,txt,doc,docx,odt,rtf are allowed

ff90048b-fc56-4ad2-a0c9-10b5469c5230/Elettricit__Futura__Utilitalia_-_Osservazioni_Consultazione_CE_market_design.pdf

Contact

ENER-MARKET-DESIGN@ec.europa.eu