



Regione Lombardia

Programma Energetico Regionale

Indirizzi ed obiettivi di politica energetica per la Lombardia - **APPENDICI - parte 2**

Direzione Generale Risorse Idriche e Servizi di Pubblica Utilità			
Data	Ver. N°	Redazione	Revisione
02/07/02	11-2002	Struttura Tecnologie e Gestioni Innovative	Unità Organizzativa Risorse Energetiche e Reti Tecnologiche

APPENDICI

PARTE 2

APPENDICE 5 – OSSERVAZIONI DI CONFINDUSTRIA SUL LIBRO VERDE "VERSO UNA STRATEGIA EUROPEA DI SICUREZZA DELL'APPROVIGIONAMENTO ENERGETICO"	18
APPENDICE 6 – OSSERVAZIONI DELL'ASSOCIAZIONE RETE DI PUNTI ENERGIA SUL LIBRO VERDE "VERSO UNA STRATEGIA EUROPEA DI SICUREZZA DELL'APPROVIGIONAMENTO ENERGETICO"	22
APPENDICE 7 – LE CAMPAGNE DI CONTROLLO DEGLI IMPIANTI TERMICI IN LOMBARDIA	25
APPENDICE 8 – LIMITI DI EMISSIONE E PIANO D'AZIONE PREVISTI DALLA D.G.R. VII/6501 DEL 19 OTTOBRE 2001 E CRITERI PER LA COSTRUZIONE DI NUOVE CENTRALI TERMOELETTRICHE	28
APPENDICE 9 – LE ESTERNALITÀ AMBIENTALI	41
APPENDICE 10 – PROTOCOLLO DI KYOTO: COP 7 – MARRAKECH.....	44
APPENDICE 11 – ELENCO DELLE CENTRALI TERMOELETTRICHE ESISTENTI E PREVISIONI AL 2010.....	46
APPENDICE 12 – L'ACCORDO DI PROGRAMMA QUADRO SULL'ENERGIA E LA GRADUATORIA RELATIVA AGLI IMPIANTI DI TELERISCALDAMENTO E BIOMASSE	47
APPENDICE 13 – I BANDI PER LA PROMOZIONE DELLE TECNOLOGIE SOLARI	51
APPENDICE 14 – RETI DI INTERCONNESSIONE DI ENERGIA ELETTRICA E GAS METANO	52
APPENDICE 15 – PROSPETTIVE DI SVILUPPO TECNOLOGICO PIÙ PROMETTENTI PER L'AUMENTO DELL'EFFICIENZA D'USO DELL'ENERGIA PER ALCUNI SETTORI INDUSTRIALI.....	54

Appendice 5 – Osservazioni di Confindustria sul libro verde "Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvisionnement énergétique"

Observations de la Confindustria sur les questions posées par la Commission UE en vue du débat sur la future stratégie de sécurité de l'approvisionnement Énergétique

1. L'Union Européenne présente aujourd'hui un taux élevé de dépendance par rapport à l'extérieur en matière d'approvisionnement énergétique et on ne prévoit pas dans un proche avenir, une inversion de cette tendance. Les réserves de gaz et de pétrole du Royaume Uni, de la Norvège (dans une vision européenne élargie) et de la Hollande ne sont absolument pas suffisantes pour couvrir les besoins de l'Union, en outre ces réserves sont appelées à s'épuiser à long terme sans possibilité de remplacement à l'aide de nouvelles découvertes importantes.

Le recours à des sources extérieures pour la satisfaction des besoins énergétiques est donc inévitable : on prévoit que le taux de dépendance passera des 50 % actuels à 70% en 2030.

Il devient dès lors nécessaire:

- D'exploiter au maximum le potentiel des sources traditionnelles endogènes notamment grâce au progrès technologique et à la réduction du coût d'exploration et de production (gisements de grande profondeur).
- Promouvoir et encourager l'utilisation des sources renouvelables (énergie hydroélectrique, éolienne, solaire, géothermique, biomasse et biocarburants), non par des mesures pénalisant les autres sources mais par des mesures à charge du système économique dans son ensemble, vu l'importante contribution à l'équilibre économique et environnemental dérivant de leur utilisation. L'Union Européenne devrait en outre regarder avec une attention particulière dans la direction du nord de l'Afrique au niveau des sources d'énergie solaire et éolienne : disponibilité de terrains et de main-d'œuvre à un coût nettement inférieur, possibilité de créer des emplois sur place en réduisant la poussée migratoire, achèvement et renforcement d'un réseau électrique interconnecté contribuant à renforcer la sécurité du système Europe-Région méditerranéenne.
- Encourager l'économie d'énergie, à travers l'amélioration de l'efficacité, la diffusion de nouvelles technologies et l'adoption de mesures permettant de réduire les dispersions (diffusion de véhicules, installations industrielles et centrales caractérisées par des rendements élevés; introduction d'une réglementation pour l'économie d'énergie dans les bâtiments et nouveaux standards de construction). Face à l'inévitable accroissement de la dépendance énergétique par rapport à l'étranger, l'effort de l'UE devra en tout cas s'orienter, pour les sources traditionnelles, vers le renforcement des infrastructures existantes pour l'importation d'énergie et de gaz naturel en particulier et vers la création de nouvelles voies d'importation, en diversifiant si possible les sources d'approvisionnement et en instaurant de nouveaux liens commerciaux et un nouveau partenariat avec les pays producteurs.

Il faut en particulier:

- En ce qui concerne le gaz naturel, renforcer les infrastructures pour l'importation et créer de nouvelles « routes » d'importation via pipe-line et via GNL. Le GNL constituera une importante variable stratégique dans la politique de diversification des sources dans la mesure où il n'engendre pas un lien physique rigide entre pays exportateur et pays importateur caractéristique des importations de gaz par pipe-line. C'est dans cette optique que se placent les nombreux projets visant à augmenter les importations par pipe-line et par GNL à partir de l'Algérie, de la Russie et de la Norvège, les importations de la Libye à travers un nouveau pipeline offshore qui la reliera avec l'Italie, les projets GNL pour lancer les importations de gaz d'Égypte, les renforcements possibles des installations GNL de Trinidad et Tobago et du Nigeria, la création de nouvelle « routes » du gaz à partir du Moyen Orient (Qatar, Iran, Turkménistan).
- Créer des partenariats plus étroits et plus articulés avec les pays producteurs : les pays de l'UE peuvent offrir des financements, des technologies et des aides dans les différents secteurs de l'industrie et de l'économie dans son ensemble en échange de nouveaux liens stratégiques stables dans le domaine énergétique ; on peut étudier des mécanismes contractuels plus flexibles entre pays exportateurs et importateurs plus flexibles dans la ligne de l'ouverture et de la libéralisation des marchés en cours. A ce sujet on peut citer la récente initiative de collaboration entre la Russie et l'Union Européenne et le dialogue de plus en plus important entre les pays du bassin méditerranéen.

Des interventions dirigistes sur les importations au niveau communautaire ne peuvent pas à notre avis constituer un instrument efficace pour garantir la sécurité des approvisionnements. L'activité d'importation, à la lumière des

importants investissements demandés et des risques commerciaux implicites, devrait en revanche être une activité libre, susceptible en tant que telle de trouver de nouvelles sources et de nouveaux fournisseurs. A notre avis, la régulation devrait ne devrait concerner que les monopoles naturels du système énergétique, ou l'accès aux infrastructures et l'utilisation de ces systèmes sur la base de principes généraux équitables et non discriminatoires, partagés et harmonisés au niveau communautaire afin de faciliter la création d'un marché unique et la « libre circulation de l'énergie ».

Dans le contexte d'une dépendance énergétique croissante par rapport à l'extérieur, il faudra naturellement dans les limites du possible, prendre en considération une approche géopolitique liée au risque d'interruption, donc à l'objectif de diversifier les sources pour accroître la sécurité du système, en privilégiant toutefois le contrôle du coût de l'énergie pour ne pas porter préjudice à la compétitivité du système européen à l'égard de l'étranger.

2. Nous sommes d'accord avec la nécessité d'une politique cohérente et coordonnée au niveau communautaire pour la réalisation d'un marché intérieur de l'énergie : rappelons que le cadre actuel n'est pas en cohérence avec les objectifs de la Directive 96/92/CE qui indiquait parmi ses orientations principales la création d'un marché unique européen de l'énergie. La faculté d'adoption « à larges mailles » contenue dans la directive, a en effet créé des marchés électriques présentant des caractéristiques structurelles différentes qui empêchent la création d'un marché compétitif ayant des caractéristiques homogènes. Il suffit de penser, par exemple, à la comparaison entre le système électrique italien par rapport à celui de la France, de l'Allemagne et de l'Angleterre : la France, en adoptant la directive, a en substance garanti la position et le rôle public joué par Electricité de France ; l'Allemagne a de fait conservé une structure de style oligopoliste déjà présente avant la directive ; l'Angleterre, qui avait lancé longtemps avant les autres le processus de libéralisation avec plusieurs opérateurs présents sur le marché, opère maintenant un nouveau processus d'intégration verticale et horizontale avec un accroissement de la concentration du marché. Cette hétérogénéité de systèmes structurels favorise et accentue en Europe le rôle des opérateurs qui, par choix de politique énergétique des différents pays, présentent un avantage concurrentiel en termes de différences de coûts de production. Les effets d'un marché concurrentiel, c'est bien connu, sont d'encourager l'efficacité productive pour l'ensemble du système au bénéfice de l'utilisateur final. Toutefois si l'on ne réussit pas à augmenter la capacité d'interconnexion entre réseaux moyennant une intervention infrastructurelle coordonnée au niveau européen le marché énergétique est voué à se développer à travers une structure en « îles » : les « îles » les plus efficaces pourront augmenter les revenus de production grâce à la plus grande « disponibilité à payer » des Etats ayant des coûts internes d'énergie plus élevés ; pour les « îles » moins efficaces le processus d'intégration fera que les prix d'importation précédemment plus avantageux s'adapteront aux coûts internes plus élevés, ce qui entraînerait une diminution des encouragements pour les producteurs internes à renouveler le parc de production. Si l'objectif de la Communauté est la promotion d'un marché européen concurrentiel pour l'énergie, les limites associées à la persistance de positions dominantes à l'intérieur des différents pays, peuvent être contrecarrées en élargissant les dimensions du marché, notamment à travers une politique des sources d'énergie et de développement des infrastructures coordonnée au niveau fédéral à travers un modèle semblable à la Ferc américaine qui va au-delà de la défense des particularités locales.
3. En matière de fiscalité et de taxation de l'énergie, nous mettons en premier lieu l'accent sur la nécessité d'une harmonisation fiscale pour permettre la réalisation d'un marché unique de l'énergie et pour éviter l'altération du marché intérieur. Nous jugeons opportun de revoir toute la question de la taxation de l'énergie, notamment en relation avec les objectifs énergétiques et environnementaux : en particulier, les interventions de taxation de l'énergie devraient être remplacées par des mesures susceptibles de promouvoir, par exemple, les économies d'énergie, l'utilisation de sources renouvelables, l'augmentation du rendement des centrales et l'éco-certification des installations. Enfin, en ce qui concerne les mesures et les facilités qui peuvent encourager de nouveaux investissements de création, nous mettons l'accent sur la nécessité d'une politique communautaire sur les encouragements, approuvés et coordonnés au niveau de l'UE. En général, nous insistons sur l'exigence de prévoir des amortissements uniquement pour les investissements déjà effectués et de les faire retomber sur des sujets bénéficiant directement de l'accroissement d'efficacité de la production.
4. La politique européenne à l'égard des pays producteurs devrait viser à créer les conditions pour favoriser la définition par les Etats membres, de formes efficaces de coopération visant à la réalisation, dans ces pays, de grands projets dans les différents secteurs (agriculture, industrie, infrastructures, services) (voir aussi point 1).
5. Une politique communautaire des stocks devrait avant tout définir le niveau de sécurité des approvisionnements que l'on veut garantir au système, en évaluant en outre opportunément les tendances historiques des importations d'énergie, les risques futurs attendus pour les approvisionnements et les coûts pouvant être associés aux différents niveaux de stockage stratégique. L'idée d'une politique communautaire des stocks va de pair avec la création d'un marché unique de l'énergie. Les pays de l'UE, sur la base de critères homogènes et définis a priori, devraient faire face aux obligations de stocks stratégiques sur la base d'une gestion intégrée de ces stocks sur l'ensemble du territoire communautaire. Il faut en outre souligner qu'une gestion communautaire des stocks serait sûrement plus

efficace qu'une approche purement nationale. Le risque d'une interruption physique des approvisionnements justifie le recours à des mesures d'accès à des ressources communautaires plus coûteuses lorsqu'il s'agit de sources traditionnelles endogènes, d'utilisation de sources renouvelables, d'utilisation de solutions technologiques novatrices (par exemple les cellules combustibles) et de mesures de rationalisation énergétique, notamment en introduisant des formules de réciprocité au niveau communautaire. Une politique des stocks stratégiques obligatoires de gaz naturel au niveau communautaire est indispensable pour garantir la sécurité des approvisionnements. Il est donc nécessaire de promouvoir et d'encourager le développement de nouvelles infrastructures et d'installations pour le stockage de gaz, étant donné surtout la dépendance croissante par rapport au gaz naturel de l'Union Européenne entraînée par des consommations du secteur thermoélectrique (équipements à cycle combiné). Dans le secteur du pétrole, le niveau actuel des stocks, détenus comme stocks obligatoires, s'est montré plus que suffisant pour garantir le maximum de sécurité en cas d'interruption des ravitaillements. Il faut en revanche poursuivre et amplifier des initiatives visant à rendre toujours plus flexible et économique le maintien de ces stocks entre les Etats membres. Ces stocks ne devraient pas être utilisés pour faire face à des tensions sur les prix. D'éventuels stocks stratégiques pour le pétrole que l'UE souhaiterait constituer et conserver « à ses frais et donc à charge des Etats membres de l'UE » sans obligations pour les opérateurs, ne rencontreraient pas d'opposition.

6. En ce qui concerne les mesures possibles pour orienter les choix des opérateurs industriels et garantir les obligations de service public, nous jugeons opportun de prévoir une intervention supplémentaire de la part de l'Etat limitée à l'usage des essentielles facilités. Il faut aussi donner la possibilité aux sujets privés de développer les infrastructures à travers les « Merchant Lines/Transmission Systems » (systèmes de transmission de l'énergie, réalisés par des investisseurs privés pour renforcer et compléter le réseau de transmission nationale et/ou d'interconnexion avec l'étranger).

Pour garantir le développement et le meilleur fonctionnement des réseaux de transport de l'énergie, il faut surtout, créer une Agence européenne pour un développement homogène des infrastructures de transmission et une politique des sources d'énergie au niveau communautaire. Les objectifs de création d'un marché de l'énergie doivent être coordonnés au niveau communautaire à travers un organisme qui s'occupe du contrôle et de la promotion du développement des infrastructures de liaison des différents Etats, et qui soit susceptible de contrôler la cohérence des investissements infrastructurels avec les besoins associés aux congestions effectives dans les échanges. L'organisme de contrôle sur les ETSO (European Transmission System Operator) devrait avoir une structure semblable à la Ferc américaine et garantir l'accès équitable et non discriminatoire aux réseaux d'échanges transfrontaliers en surmontant ainsi les problèmes de coordination que rencontrent les Autorités nationales et leur difficulté à encourager concrètement les investissements infrastructurels de ceux qui gèrent les réseaux. Il faut en outre prévoir une ouverture du marché non seulement pour la production d'énergie mais aussi pour sa transmission à travers les « Merchant Lines/Transmission Systems ».

7. Nous considérons qu'il faut promouvoir et encourager l'utilisation des sources renouvelables, mais à travers les ressources du Budget Général et en excluant de pénaliser les secteurs qui dans le passé auraient bénéficié d'aides. Il faut par ailleurs tenir compte du fait que ces encouragements ne devraient être donnés que durant la période initiale pour permettre leur développement et surtout qu'ils devraient être étendus à toutes les sources renouvelables, en leur donnant des chances égales et en permettant aux consommateurs d'effectuer librement leurs choix (voir point 1).

8. Aucune réponse

9. Le Protocole de Kyoto n'est pas encore entré en vigueur du fait qu'il n'a pas été ratifié par le Japon et par les Etats Unis. L'Union Européenne devrait, à notre avis, se faire promotrice d'un effort supplémentaire pour arriver à un nouvel accord au niveau mondial qui rende les obligations pour la réduction des émissions unanimes et contraignantes.

Au cas où l'UE adopterait des politiques environnementales, énergétiques et industrielles afin de respecter les engagements pris en matière de limitation des émissions, et où le Japon et les Etats Unis ne le feraient pas, les coûts principaux liés à ces politiques risqueraient de décourager la compétitivité de l'industrie européenne par rapport à l'industrie américaine par exemple.

Il faut en tout cas que dans le cadre de l'UE soient adoptées des décisions communautaires homogènes pour le respect des engagements pris par la ratification du Protocole de Kyoto ou par un nouvel accord de telle sorte que les différents Etats membres affrontent la même « obligation environnementale », en ne compromettant pas leur compétitivité à l'intérieur du marché commun.

Afin de respecter les obligations fixées et en même temps de mieux se prémunir au niveau des approvisionnements, l'Union Européenne devrait adopter des politiques encourageant les économies d'énergie, l'utilisation rationnelle de l'énergie dans tous les secteurs, le développement des nouvelles énergies renouvelables en introduisant des instruments tels que l'« emission trading » (création d'un marché des autorisations d'émission), les certificats verts et les coupons bleus (certification des émissions des équipements industriels et des centrales), le « demand side management ». Ces actions devraient remplacer les interventions en termes de taxation de l'énergie ;

l'harmonisation fiscale représente en revanche l'un des facteurs indispensables pour la réalisation concrète du marché unique de l'énergie.

10. Aucune réponse.

11. Aucune réponse.

12. Pour réaliser une limitation de la consommation dans le secteur des transports, il serait nécessaire de promouvoir l'amélioration technologique des véhicules, le renforcement du transport public, l'adoption de systèmes intelligents de gestion du trafic et surtout la réalisation de nouvelles infrastructures et la requalification de celles qui existent, afin de décongestionner les routes et de favoriser des modes alternatifs de transport.

13. Une meilleure concertation au niveau communautaire est primordiale pour évoluer vers un système durable d'approvisionnement énergétique, toujours dans le respect du principe de subsidiarité.
Dans le cas spécifique du Protocole de Kyoto, par exemple, on peut prévoir un scénario dans lequel, si on définit au niveau communautaire les contributions homogènes des Etats Membres pour atteindre l'objectif de réduction des émissions, on laisse en revanche aux différents états la liberté de choisir les modalités spécifiques et politiques.

En conclusion, nous voudrions rappeler que, afin de développer à court terme un marché intérieur de l'énergie comme véhicule pour la recherche du maximum d'efficacité et comme importante contribution à la sécurité des approvisionnements, il faut établir des orientations claires et uniformes au niveau européen en évitant toutefois des excès de réglementation. Le processus d'ouverture du marché du gaz, par exemple, et la définition d'un nouveau cadre législatif ne devrait pas se présenter avec un excès de régulation qui serait contre productive. La régulation, indispensable dans les activités caractérisées par le monopole naturel telles que l'accès au système et la définition de tarifs pour l'utilisation des infrastructures, risque de ne pas fonctionner pour le développement du marché concurrentiel, car elle introduirait une rigueur et des coûts supplémentaires qui retomberait en dernière instance sur le consommateur final.

Enfin il semble réaliste de renoncer à des mesures concertées pour le maintien du nucléaire et l'emploi du charbon d'importation dans le sens où leur acceptabilité se présente comme un problème distinct dans les différents états : qu'on laisse l'initiative et la décision à ceux-ci.

Rome, 5 juillet 2001

Appendice 6 – Osservazioni dell'Associazione Rete di Punti Energia sul libro verde "Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico"

1. L'argomento richiede un approccio pianificatorio deputato al livello politico comunitario. Nel caso delle Agenzie locali e degli Enti territoriali non si configura la possibilità di poter incidere efficacemente nel dibattito.
2. L'obiettivo principale della liberalizzazione del mercato dell'energia è di rafforzare la competitività dell'economia europea. Uno dei presupposti fondamentali di questo processo è l'indipendenza tra generazione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita dell'energia. Partendo da questi presupposti si ritiene auspicabile un intervento per avviare una politica decisamente più coerente e coordinata a livello comunitario. Solo in questo modo sarà possibile avere un mercato interno veramente integrato, trasparente, aperto e competitivo.
Un primo punto fermo dovrebbe essere quindi quello di verificare l'armonia tra le norme nazionali rispetto alle linee guida comunitarie. Il mercato interno ai singoli Paesi verrà gestito in maniera diversa a seconda del sistema prescelto dai Paesi stessi e, a questo proposito, va evitato il rischio che si creino situazioni di disparità di trattamento degli utenti e situazioni di forza per gli ex-monopolisti.
Secondo il Libro Verde si è già avuto un primo effetto di riduzione dei prezzi dell'energia elettrica e del gas. Ma questa riduzione riguarda sostanzialmente i grandi consumatori industriali. Per il piccolo consumatore si riscontra invece un progressivo aumento del prezzo dell'energia, non solo legato all'andamento delle fonti primarie. Occorre quindi tutelare i piccoli utenti.
La liberalizzazione dei mercati dei servizi pubblici rischia di non avere più un controllo politico sulle scelte effettuate da chi deve vendere l'energia elettrica o il gas. Viceversa occorre evitare un aumento dei consumi di energia che potrebbe derivare da eccessivi ribassi dei prezzi. In questo senso, andrà avviata una politica comune di razionalizzazione degli usi finali di energia che non potrà certo andare in competizione con la tendenza all'abbassamento dei prezzi. Per questo motivo si dovranno studiare dei sistemi di incentivazione del risparmio e/o disincentivazione del consumo. Tuttavia non potrà essere solo il mercato ad autoregolarsi in tal senso.
3. E' indispensabile ridefinire la questione della pressione fiscale in campo energetico a livello europeo, in quanto fino ad oggi si è comunque evidenziata una mancanza di armonizzazione, che è incoerente e contraddittoria con gli obiettivi di sicurezza dell'approvvigionamento, di efficienza energetica e lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili.
Misure possibili:
 - Maggiore peso fiscale su energia da fonti tradizionali (utilizzando un range di valori variabili in funzione del fattore di emissione e del rendimento di produzione);
 - Aggiornamento continuo degli incentivi fiscali (evitando così di generare "isole felici" di produttori avvantaggiati);
 - Riduzione dei tassi di IVA su prodotti meno energivori e/o concessione di deduzioni fiscali che favoriscano la penetrazione commerciale dei prodotti.
4. Le Agenzie locali per l'energia possono a tutti gli effetti agire come supporto tecnico nei confronti delle agenzie locali russe e dei Paesi candidati all'Unione: l'obiettivo è garantire il know-how necessario a guidare, in termini di sostenibilità ambientale e di sviluppo, la necessaria modernizzazione del parco tecnologico esistente. In questo senso, si possono attivare meccanismi di scambio tra know-how e garanzie di approvvigionamento energetico.
5. L'argomento richiede un approccio pianificatorio deputato al livello politico comunitario. Nel caso delle Agenzie locali e degli Enti territoriali non si configura la possibilità di poter incidere efficacemente nel dibattito.
6. L'argomento richiede un approccio pianificatorio deputato al livello politico comunitario. Nel caso delle Agenzie locali e degli Enti territoriali non si configura la possibilità di poter incidere efficacemente nel dibattito.
7. E' ormai è chiaro che gli obiettivi ambiziosi dell'Ue in tema di sviluppo delle energie rinnovabili richiedono misure politiche supplementari, che non siano soluzioni una tantum, ma piuttosto misure di intervento ben strutturate e supportate da un sostegno finanziario consistente e costante. In questo senso, va ribadita l'importanza di una politica di tassazione delle fonti energetiche tradizionali adeguata, facendo in modo che le risorse finanziarie derivanti da queste imposte – il cui scopo prioritario è quello di ridurre i consumi – vengano investite per favorire lo sviluppo di energia alternativa.

Nel caso specifico della Regione Lombardia, una fonte rinnovabile dotata di un notevole potenziale di sviluppo è la biomassa. Sino ad oggi la biomassa è stata poco sfruttata, ma stime da noi eseguite prevedono che il contributo della biomassa alla produzione di energia da fonti rinnovabili al 2010 possa essere importante quasi quanto

l'apporto garantito complessivamente dall'energia idroelettrica e dal recupero di energia dai rifiuti. Per meglio comprendere la situazione lombarda, è stata redatta una mappa che riporta la valutazione della disponibilità di biomassa sul territorio regionale. Nel quadro d'insieme che ne deriva sono stati presi in considerazione sia la biomassa forestale che i sottoprodotti culturali, quelli dell'industria agro-alimentare e gli scarti dell'industria del legno.

Anche il solare, nonostante garantisca contributi molto più modesti, ha la sua validità, specialmente in condizioni di utenze isolate, come ad esempio accade nel caso degli alpeggi e dei rifugi alpini, condizioni nelle quali una gestione integrata delle diverse fonti rinnovabili è di particolare interesse e potrebbe permettere di coprire l'intero fabbisogno energetico dell'utenza.

Lo scenario riguardante la produzione di energia nucleare, in ambito comunitario, è abbastanza ben delineato: i maggiori produttori europei (fatta eccezione per il "caso Francia") hanno ormai deciso il progressivo smantellamento della filiera a medio termine. Il dibattito sul nucleare non può comunque esaurirsi nella valutazione del potenziale di riduzione delle emissioni di CO₂ che questa forma di generazione ha sinora consentito e che verrebbe così perduta. La rilevanza ambientale ed economica del problema dello smaltimento dei residui sembra un'ulteriore conferma che, sia in termini di sicurezza dell'approvvigionamento che in termini di controllo e di riduzione delle emissioni di gas climalteranti, gli interventi più significativi debbano essere pensati in relazione alla domanda e ai consumi, piuttosto che rispetto alla diversificazione delle fonti energetiche.

A livello locale, si stima che attraverso misure sostanziali, ma non irrealizzabili, rispetto alla situazione prevista per il 2010 senza interventi, si potrà ottenere un risparmio sulle emissioni di gas climalteranti pari al 35%, che permetterebbe di raggiungere la riduzione del 6,5% rispetto alle emissioni del 1990 prevista per l'Italia dal Protocollo di Kyoto. Tale obiettivo potrebbe essere raggiunto tramite interventi di uso razionale dell'energia (22%), il miglioramento dell'efficienza della produzione di energia elettrica e la variazione del mix di combustibili nelle centrali termoelettriche (10%), oltre ad un maggiore ricorso alle fonti rinnovabili (3%). Nella sforzo comune per il soddisfacimento di questi obiettivi ambiziosi, deve avere un ruolo chiave l'attività di pianificazione a livello locale (Piani Energetici Comunali, Piani di Illuminazione, Regolamento Edilizio, Piano Urbano del Traffico, ecc.), tipica espressione del rapporto privilegiato Agenzie locali - Enti territoriali.

Il tema specifico dei biocarburanti ha sofferto sinora di una forte resistenza da parte dell'egemonia del mercato dei carburanti tradizionali. Anche in questo caso è stata evidente la polverizzazione di provvedimenti nazionali che solo recentemente hanno cominciato a promuovere i biocarburanti come una alternativa "sostenibile". E' auspicabile che l'Ue introduca una direttiva specifica (peraltro già prevista dalla Commissione) che fissi l'obbligo per i Paesi membri di prevedere specifici strumenti di promozione dei biocarburanti (come, ad esempio, l'alleggerimento delle accise nazionali che vanno a pesare in modo decisivo sulla competitività del prodotto, già messa a dura prova dal costo industriale di produzione).

Si dovrebbero sviluppare agevolazioni fiscali nel caso di:

- ristrutturazioni dell'edificio e dei suoi impianti, secondo i criteri determinati da una preventiva analisi energetica dell'immobile, per ottimizzare il rendimento energetico del sistema edificio-impianto;
- sostituzione del parco degli elettrodomestici con quelli di classe A di nuova generazione, cui deve seguire una campagna di informazione sull'uso corretto dei singoli elettrodomestici e del loro funzionamento combinato;
- sostituzione o affiancamento degli impianti tradizionali con impianti che sfruttano energie rinnovabili o a basso impatto ambientale.

Si dovrebbero sviluppare politiche di regolamentazione:

- nel caso di nuove edificazioni, nel rispetto delle normative sul risparmio energetico, sull'uso di materiali e sulle soluzioni tecnologiche all'avanguardia;
- rivolte alla produzione di elettrodomestici e di componenti di impianti, mirate ad incentivare sistemi ad alta tecnologia per determinare risparmio energetico sia nei processi produttivi che negli usi finali del prodotto;
- per la progettazione accurata degli edifici secondo il ciclo requisiti-prestazioni in modo da ottenere costruzioni ad hoc per le differenti funzioni.

12. La dinamica di evoluzione del settore dei trasporti delineata dal Libro Verde conferma l'urgenza di misure di intervento drastiche nel breve-medio periodo, come ad esempio:

- rilancio del trasporto su ferro, razionalizzazione delle attività logistiche (es. favorire la politica della intermodalità nel settore del trasporto merci);
- promozione e agevolazione commerciale dei veicoli meno inquinanti;
- sviluppo potenzialità pianificazione della mobilità (Mobility Manager & Agenzie locali per la mobilità);

- implementazione e sostegno finanziario a modelli organizzativi della mobilità collettiva a basso impatto ambientale (es. car sharing).

A lungo termine deve comunque agire una politica di informazione che, lontana dalla estemporaneità del passato, punti a creare una "cultura diffusa della mobilità sostenibile". Come nel caso dei temi energetici più generali, vanno pensati programmi di formazione partecipata che interessino tutti i gradi dell'istruzione scolastica e che coinvolgano attivamente anche gli adulti.

13. In un'ottica di integrazione e di concertazione, ma soprattutto nel pieno rispetto del principio della sussidiarietà, il ruolo specifico delle Agenzie locali per l'energia può assumere un'importanza strategica: le opzioni energetiche del futuro non possono concretizzarsi in assenza di una "cultura dell'uso razionale delle risorse". Un'azione di informazione e di educazione ai temi energetici che, partendo dal territorio, renda evidenti i bisogni locali e le diverse risposte possibili, inquadrata in un processo di sostenibilità globale (si vedano, a questo proposito, i principi e gli obiettivi dell'Agenda 21 Locale), si presenta come la premessa inevitabile per una strategia di intervento a lungo termine.

Altre domande o proposte

Ribadito il ruolo chiave che devono svolgere la conoscenza e l'informazione, si propone di puntare sulla creazione di sportelli informativi permanenti (funzione ideale per le Agenzie locali) che facilitino costantemente il confronto tra i soggetti sia istituzionali che produttivi nella direzione di un avvicinamento della domanda e dell'offerta di energia. L'informazione deve essere qualificata, trasparente e indipendente, per cui è auspicabile il concorso attivo delle Agenzie locali nella costruzione della consapevolezza che la "sopravvivenza economica" dei Paesi sviluppati necessita di un preciso cambiamento del modello di sviluppo.

Appendice 7 – Le campagne di controllo degli impianti termici in Lombardia

7.1 RISULTATI DELLA CAMPAGNA DI CONTROLLO DEGLI IMPIANTI TERMICI: BIENNIO 1999-2000

La Struttura regionale Tecnologie e Gestioni Innovative in applicazione dell'art. 13 del D.P.R. 551/99 ("...Entro il 31 dicembre 2000 gli enti di cui sopra inviano alla regione di appartenenza, e per conoscenza al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, una relazione sulle caratteristiche e sullo stato di efficienza e manutenzione degli impianti termici nel territorio di propria competenza, con particolare riferimento alle risultanze dei controlli effettuati nell'ultimo biennio. La relazione sarà aggiornata con frequenza biennale...") ha elaborato la relazione biennale 1999-2000.

In Regione Lombardia gli Enti coinvolti nelle procedure di controllo necessarie ad accertare l'effettivo stato di manutenzione ed esercizio degli impianti termici sono 32 (11 Province e 21 Comuni con popolazione superiore ai 40.000 abitanti).

Dalla valutazione della situazione a livello regionale, effettuata dall'Unità Organizzativa Risorse Energetiche e Reti Tecnologiche della Direzione Generale Risorse Idriche e Servizi di Pubblica Utilità, sono emerse differenze nelle modalità, tempi e procedure in merito allo stato delle iniziative degli Enti locali per l'attuazione dei controlli.

Pertanto si è provveduto alla costituzione di una Commissione tecnica interprovinciale in materia di energia con lo scopo di raccogliere tutte le informazioni, presso gli enti competenti al controllo, sulle modalità fino ad ora attivate, al fine di valorizzarne le esperienze significative esercitate e predisporre il contenuto tecnico di linee guida regionali per l'attuazione delle suddette attività di controllo degli impianti termici.

L'obiettivo è quello di promuovere, nel rispetto delle reciproche competenze, l'adozione di strumenti di raccordo che consentano la collaborazione e l'azione coordinata tra i diversi Enti ed Organi preposti, per i diversi aspetti, alla vigilanza sugli impianti termici.

Ciò premesso, in questa prima relazione avendo a disposizione un numero limitato di dati, verrà fatta una valutazione globale sull'attività di controllo degli impianti termici in Lombardia, suddivisa a livello provinciale e comunale.

STRUTTURA DELLA CAMPAGNA

La campagna di controllo degli impianti termici nel biennio 1999-2000, ha interessato la stagione invernale 1998-99 e 1999-2000.

Le verifiche sugli impianti termici hanno riguardato i parametri previsti, dal D.P.R. 412/93 così come modificato dal D.P.R. 551/99, secondo le Norme UNI_1038.

In particolare si sono presi in considerazione i seguenti parametri:

- manutenzione effettuata;
- rendimento di combustione;
- concentrazione di monossido di carbonio nei fumi secchi e senz'aria;
- indice di fumosità Bacharach (per impianti alimentati a combustibile liquido);

oltre quanto di competenza specifica:

- verifica della documentazione presente in merito alla L. 46/90;
- verifica visiva della sicurezza ed idoneità dell'impianto.

La campagna sui controlli effettuati nel biennio 1999-2000 ha evidenziato i seguenti risultati che sono stati ripartiti in **Tabella 7a** a livello provinciale e in **Tabella 7b** a livello comunale.

- per quanto attiene i controlli, le campagne attuate, hanno riguardato 7 province su 11 e 7 comuni con più di 40.000 abitanti su 21;
- la percentuale di conformità al risparmio energetico, in merito alla normativa vigente, varia da un minimo del 70% ad un massimo del 99%.

Tabella 7a- Situazione dei controlli effettuati a livello provinciale

PROVINCIA	N. COMUNI (< 40.000 ABITANTI)	N. ABITANTI ISTAT 91	N. IMPIANTI TERMICI ISTAT 91	N. IMPIANTI TERMICI STIMATI	N. IMPIANTI CONTROLLATI BIENNIO 1999-2000	N. COMUNI INTERESSATI AL CONTROLLO BIENNIO 1999-2000	N. AUTODICHIARAZIONI PERVENUTE	% CONFORMITA' AL RISPARMIO ENERGETICO
Bergamo	243	788.106	276.538	250.000	540	4	18.000	93
Brescia	205	842.793	286.932	300.000	////	////	1.000	////
Como	162	431.672	147.531	////	497	19	9.038	76
Cremona	114	249.583	74.118	////	707	95	30.070	69
Lecco	89	247.841	95.896	95.896	////	////	55.000	////
Lodi	60	140.763	41.771	40.000	410	////	////	99
Mantova	69	313.969	423.553	110.000	////	///	8.000	////
Milano	179	1.835.853	615.091	800.000	19.659	179	64.000	89
Pavia	187	349.932	121.377	100.000	3.000	48	60.000	91
Sondrio	78	173.393	68.169	40.000	////	////	22.000	////
Varese	138	602.068	200.608	228.500	3.500	33	117.000	93
LOMBARDIA	1.524	5.975.973	2.351.584	2.124.396	28.313	378	384.108	

Fonte: Elaborazione del 20.12.2001 a cura della Struttura Tecnologie e Gestioni Innovative dei dati forniti direttamente dagli enti competenti al controllo degli impianti termici in Regione Lombardia

Tabella 7b - Situazione dei controlli effettuati a livello comunale

N. COMUNI (>40.000 ABITANTI)	N. ABITANTI ISTAT 91	N. IMPIANTI TERMICI ISTAT 91	N. IMPIANTI TERMICI STIMATI	N. IMPIANTI CONTROLLATI BIENNIO 1999-2000	N. AUTODICHIARAZIONI PERVENUTE	% CONFORMITA' AL RISPARMIO ENERGETICO
Bergamo	117.860	39.701	30.000	////	////	////
Bollate	42.923	15.270	10.000	////	////	////
Brescia	194.502	72.701	////	////	////	////
Busto Arsizio	77.094	26.822	////	////	////	////
Cinisello B.	74.597	27.387	10.073	1.224	6.970	89
Cologno M.se	52.000	16.861	9.000	205	5.600	83
Como	84.033	30.389	34.000	////	////	////
Cremona	74.113	27.172	////	////	////	////
Gallarate	44.977	16.012	////	////	////	////
Lecco	47.499	15.476	////	////	////	////
Legnano	54.396	17.718	16.160	////	1.680	////
Lodi	42.696	13.904	////	////	////	////
Mantova	53.065	20.484	19.000	////	////	////
Milano	1.369.231	581.952	150.000	6.000	25.000	////
Monza	120.651	43.013	////	////	////	////
Paderno Dugnano	43.582	14.753	12.000	////	7.800	////
Pavia	79.254	31.448	////	2.200	////	100
Rho	51.234	17.868	6.682	144	776	63
Sesto S. Giovanni	81.650	32.637	10.000	415	800	90
Varese	85.687	32.678	////	////	////	////
Vigevano	60.387	21.794	////	////	////	////
LOMBARDIA	2.851.431	1.116.040	306.915	10.421	40.856	

Fonte: Elaborazione del 20.12.2001 a cura della Struttura Tecnologie e Gestioni Innovative dei dati forniti direttamente dagli enti competenti al controllo degli impianti termici in Regione Lombardia

Dalla valutazione oggettiva di questa campagna si può osservare che per indisponibilità di dati non è possibile distinguere la non conformità, in inadempienze amministrative dalle difformità tecniche.

Per quanto riguarda le correlazioni tra i diversi parametri come l'età, tipo di combustibile impiegato e la potenza del generatore, che vanno a influire sul valore del rendimento non è possibile fare elaborazioni con i dati a disposizione nel biennio 1999-2000, perché in numero tale da non costituire un campione rappresentativo.

7.2 ACCORDO VOLONTARIO TRA LA REGIONE LOMBARDIA, LE AMMINISTRAZIONI COMPETENTI E LE ASSOCIAZIONI DI CATEGORIA

La Direzione Generale Risorse Idriche e Servizi di Pubblica Utilità il 6 marzo 2002 ha sottoscritto con le Associazioni Regionali di Categoria dei manutentori un accordo volontario che prevede:

- una **Convenzione-tipo** per la manutenzione e la verifica degli impianti termici, da stipularsi tra le Amministrazioni competenti e le associazioni locali di categoria di manutentori e che fornisce all'utente un elenco di manutentori "garantiti";
- un **Contratto-tipo** per la manutenzione degli impianti termici con potenza inferiore a 35 kW, che dà all'utente garanzie di prezzo e qualità.

L'impegno della Regione Lombardia, in accordo con le Associazioni di categoria e le amministrazioni competenti, è finalizzato a:

- promuovere percorsi di riqualificazione e di formazione per gli operatori attuali e futuri;
- ad informare i cittadini sugli obblighi alla manutenzione annuale ed il controllo del rendimento (biennale, annuale o semestrale in funzione della tipologia di impianto termico), ai sensi del D.P.R. 412/93, così come modificato dal D.P.R. 551/99;
- informare i cittadini sui vantaggi previsti dall'accordo.

Considerando che in Lombardia gli impianti termici stimati (ISTAT 1991), risultano 3.500.000 di cui circa 2.000.000 autonomi, si ipotizza che i vantaggi energetici e ambientali (risparmio energetico, miglioramento della qualità dell'aria e maggiore sicurezza degli impianti), conseguibili con gli interventi previsti dall'Accordo e connessi a regolari e più efficienti manutenzioni e controlli dei rendimenti degli impianti termici, possa contribuire a:

- risparmiare circa 120 ktep/anno di energia primaria;
- ridurre le emissioni di CO₂ in atmosfera di circa 300.000 tonnellate/anno.

Appendice 8 – Limiti di emissione e piano d'azione previsti dalla D.G.R. VII/6501 del 19 Ottobre 2001 e criteri per la costruzione di nuove centrali termoelettriche

La D.G.R. n. VII/6501 del 19/10/01 "Zonizzazione del territorio regionale per il conseguimento degli obiettivi di qualità dell'aria ambiente, ottimizzazione e razionalizzazione della rete di monitoraggio, relativamente al controllo dell'inquinamento da PM10, fissazione dei limiti di emissione degli impianti di produzione energia e piano d'azione per il contenimento e la prevenzione degli episodi acuti di inquinamento atmosferico. Revoca delle DD.G.R. 11/1/1991, n.4780, 9/11/1993, n. 43079, 5/11/1991, n.14606 e 21/2/95, n.64263 e sostituzione dell'allegato alla D.G.R. 11/10/2000, n. 1529" individua nell'allegato C e D, di seguito riportati, i criteri, i limiti di emissione per gli impianti di produzione di energia e il piano d'azione relativo ai criteri e alle procedure per l'adozione di provvedimenti di emergenza per il contenimento e la prevenzione degli episodi acuti di inquinamento atmosferico in particolare nelle zone critiche.

Nel paragrafo 6.3 sono indicati i criteri definiti, in accordo con gli allegati della delibera sopracitata, per la costruzione delle nuove centrali termoelettriche in Lombardia dagli Assessorati Risorse Idriche e Servizi di Pubblica Utilità e Qualità dell'Ambiente.

8.1 ALLEGATO C) CRITERI E LIMITI DI EMISSIONI PER GLI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA

FINALITÀ

Fissare i limiti di emissione ed i criteri per le autorizzazioni e gli adeguamenti per gli impianti di produzione di energia in funzione delle diverse zone in cui è suddiviso il territorio regionale.

CRITERI DI AUTORIZZAZIONE

Nelle “**zone critiche e nei comuni critici**”, possono essere autorizzati nuovi impianti di produzione energia, con le tecnologie di seguito indicate, di potenzialità limitata al fabbisogno energetico del richiedente entro la zona o il comune “critico” in cui si intende realizzare l'impianto stesso.

Non possono pertanto essere autorizzati impianti di produzione di energia elettrica per scopi commerciali.

Per le “**zone critiche e nei comuni critici**”, le modifiche sostanziali ad impianti esistenti non possono essere autorizzate se prevedono un aumento delle emissioni totali annue rispetto a quelle calcolate per l'impianto nella potenzialità e tecnologia precedenti alla modifica applicando i limiti previsti per l'adeguamento.

CRITERI PER LA FISSAZIONE DEI LIMITI

Zone critiche: Deve essere adottata la miglior tecnologia disponibile sia per la produzione dell'energia e che per l'abbattimento delle emissioni generate. Sono previste in alcuni casi limitazioni per l'impiego di alcuni combustibili.

Zona di risanamento: Possono essere autorizzati impianti che producono energia per scopi commerciali. Deve essere adottata la miglior tecnologia disponibile di produzione e di abbattimento.

Zona di mantenimento: possono essere autorizzati impianti che producono energia per scopi commerciali. Deve essere adottata la miglior tecnologia disponibile di abbattimento.

DEFINIZIONI

Potenza termica nominale

La potenza termica nominale del focolare di combustione espressa in Watt termici o suoi multipli è data dal prodotto del potere calorifico inferiore del combustibile utilizzato espresso in kJ/kg per i combustibili solidi e liquidi e in kJ/m³ per i combustibili gassosi, moltiplicato la portata di combustibile bruciato al singolo focolare di combustione, espressa in kg/h per i combustibili solidi e liquidi ed in m³/h per i combustibili gassosi, così come dichiarato dal costruttore.

La potenza termica nominale dell'impianto di combustione è la somma delle potenze termiche dei singoli focolari.

Impianto di combustione

Si intende come impianto di combustione l'insieme dei focolari che costituiscono un sito di produzione di energia termica o elettrica caratterizzato da un utilizzo comune di suolo, strutture o sistemi ausiliari.

Fattore di emissione

Rapporto tra la di sostanza inquinante emessa ed unità di misura specifica dell'energia prodotta (mg /kWh).

Limiti di emissione

Sono espressi in concentrazione come rapporto tra massa di sostanza inquinante emessa e volume dell'effluente gassosi in mg/Nmc, ove non espressamente specificato si intendono come valori medi orari.

Benchmark

Impianti con limiti di emissione superiori a quelli riportati di seguito, possono comunque essere autorizzati, previo parere favorevole della regione, a condizioni che per particolari tecnologie adottate siano comunque in grado di rispettare il fattore di emissione dei migliori impianti che qualora previsto, costituisce prescrizione prioritaria rispetto al limite di emissione stesso.

Obiettivi

Per le finalità del P.R.Q.A. costituisce obiettivo prioritario il contenimento delle emissioni di NOX, COV, polveri.

Zone: Sono quelle definite nell'allegato A).

IMPIANTI A FOCOLARE (CALDAIE)

Devono essere alimentati con i combustibili convenzionali previsti dal DPCM 2 ottobre 1995, "Disciplina delle caratteristiche merceologiche dei combustibili aventi rilevanza di fini dell'inquinamento atmosferico, nonché delle caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione".

Impianti nuovi**Zona critica****Combustibili liquidi e solidi**

I limiti di emissione sono riferiti ai gas secchi in condizioni normali e ad una percentuale del 3 % di Ossigeno libero nei fumi per i liquidi ed del 6% per i solidi.

• SO ₂	400
• NO _x	200
• Polveri	50
• CO	100

Il limite di SO₂ si intende rispettato utilizzando combustibili con un contenuto di zolfo non superiore allo 0,3% in peso.

Combustibili gassosi

I limiti di emissione sono riferiti ai gas secchi in condizioni normali e ad una percentuale del 3 % di Ossigeno libero nei fumi.

• SO ₂	35
• NO _x	200
• Polveri	5
• CO	100

I limiti di SO₂ e Polveri si intendono rispettati utilizzando gas naturale e GPL.

Impianti esistenti

I limiti di emissione sono riferiti ai gas secchi in condizioni normali e ad una percentuale di O₂ nell'effluente gassoso del 3% per combustibili liquidi e gassosi, del 6% per il carbone e dell'11% per gli altri combustibili solidi.

Limiti

• SO ₂	1700
• SO ₂	400 (Per focolari fino a 3 MW)
• NO _x	200
• Polveri	50
• CO	100

Gli impianti inferiori a 50 MWt devono essere adeguati entro il 31/12/2005, quelli superiori a 50 MWt entro il 31/12/2008.

Zone di risanamento e zona di mantenimento

I limiti di emissione valgono per impianti nuovi o esistenti.

Gli impianti esistenti inferiori a 50 MWt devono essere adeguati entro il 31/12/2005, quelli superiori a 50 MWt entro il 31/12/2008.

I limiti di emissione sono riferiti ai gas secchi in condizioni normali e ad una percentuale di O₂ nell'effluente gassoso del 3% per combustibili liquidi e gassosi, del 6% per il carbone e dell'11% per gli altri combustibili solidi.

Combustibili liquidi e solidi

• SO ₂	1700
• SO ₂	400 (Per focolari fino a 3 MW)
• NO _x	450
• Polveri	50
• CO	100

Il limite di SO₂ di 400 si intende rispettato utilizzando combustibili con un contenuto di zolfo non superiore allo 0,3% in peso.

Il limite di SO₂ di 1700 si intende rispettato utilizzando combustibili con un contenuto di zolfo non superiore all'1% in peso.

Combustibili gassosi

• SO ₂	35
• NO _x	200
• Polveri	5
• CO	100

I limiti di SO₂ e Polveri si intendono rispettati utilizzando gas naturale e GPL.

Controllo combustione focolare

I focolari di potenzialità pari o superiori a 6 MW devono essere dotati di analizzatori di CO e O₂ con regolazione automatica del rapporto aria / combustibile.

Controllo emissioni impianto

Tutti gli impianti oltre 15 MW devono essere dotati di Sistemi di Monitoraggio delle Emissioni (SME) dei composti per cui sono fissati i limiti, salvo il caso in cui i limiti si intendono automaticamente rispettati in base alla qualità del combustibile.

Lo SME deve essere conforme a:

- D.M.21 dicembre 1995;

- Decreto Direttore Generale 29 agosto 1997 n. 3536 e Decreto Direttore Generale 16 aprile 1998 n. 1632, della Regione Lombardia.

Nel caso di impianti per i quali è prescritto un valore limite di emissione per il CO, i sistemi di misura di tale inquinante per il controllo della combustione possono essere utilizzati per la verifica del limite di emissione.

MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA**Impianti nuovi****Zona critica**

I limiti di emissione sono riferiti ai gas secchi in condizioni normali e ad una percentuale del 5% di Ossigeno libero nei fumi.

NOX + NH3 (espressi come NO2) 100

CO 200

Zone di risanamento

I limiti di emissione sono riferiti ai gas secchi in condizioni normali e ad una percentuale del 5% di Ossigeno libero nei fumi.

NOX + NH3 (espressi come NO2) 250

CO 300

Zone di mantenimento**Impianti alimentati a gas**

I limiti di emissione sono riferiti ai gas secchi in condizioni normali e ad una percentuale del 5% di Ossigeno libero nei fumi.

NOX + NH3 (espressi come NO2) 250

CO 300

Impianti alimentati con combustibili liquidi

I limiti di emissione sono riferiti ai gas secchi in condizioni normali e ad una percentuale del 5% di Ossigeno libero nei fumi.

SO2 300

NOX+NH3 450 (espressi come NO2)

CO 300

I limiti di SO2 e si intende rispettato utilizzando gasolio allo 0,2% di zolfo.

Impianti esistenti

Devono essere adeguati ai limiti degli impianti nuovi entro il 31/12/2008.

Impianti alimentati a biogas

In zona critica sono ammessi solo nei luoghi stessi di produzione del biogas.

Altezza geometrica dei punti di emissione: > 10 m

I limiti delle emissioni dai motori sono riferiti a fumi secchi in condizioni normali e ad una percentuale di O2 libero nei fumi del 5 %

- polveri 10

- NOX (come NO2) 450

- CO 500

- HCl 10

- HF 2

-COT 150

- SO2 350

I limiti di HCl, HF, SO2 si intendono rispettati se il biogas risponde all'atto della alimentazione alle seguenti caratteristiche chimico-fisiche:

p.c.i. > 14.600 kJ/Nmc

cloro totale < 50 mg/Nmc

Fluoro totale < 10 mg/Nmc

Zolfo ridotto (come H2S) < 0,1 % in volume.

Questi requisiti del biogas devono essere verificati mediante analisi con periodicità almeno semestrale ed i dati tenuti a disposizione dell'Autorità preposta al controllo.

Il biogas all'atto della alimentazione non deve contenere liquidi per cui prima della combustione deve essere prevista l'eliminazione delle condense.

Nel caso in cui le caratteristiche chimico-fisiche del biogas non dovessero soddisfare quanto sopra previsto, le emissioni di HCl, HF, SO₂, devono essere analizzate con periodicità trimestrale; sul circuito dei fumi emessi dai motori deve essere installato in questo caso un impianto di abbattimento degli inquinanti HCl, HF, SO₂, di cui deve essere trasmessa copia del progetto.

Le concentrazioni sono le massime ammesse su base oraria da ogni punto di emissione.

Tali limiti dovranno comunque essere rispettati nelle più gravose condizioni di esercizio e per le portate dichiarate.

Combustione. L'eccesso di biogas o quello emesso nei periodi di fermata dei motori deve essere bruciato in un impianto di combustione che deve rispettare i limiti di emissione medi orari espressi in mg/Nmc e riferiti al 5% di ossigeno libero di seguito riportati:

HCl	10
HF	2
SO ₂	350
COV come propano	20
CO	100

Questi limiti si intendono automaticamente rispettati se oltre a rispettare le caratteristiche chimico-fisiche sopra fissati per il biogas la combustione avviene al chiuso in caldaia o in torcia chiusa in condizioni controllate garantendo a regime: per la torcia

temperatura	> 1.000 °C
ossigeno libero	> 6%
tempo di permanenza	> 0,3 s

La temperatura e la portata del biogas devono essere controllate in continuo. La portata dell'aria comburente deve essere regolata automaticamente in base alla portata del biogas.

Deve essere previsto un dispositivo automatico di riaccensione in caso di spegnimento della fiamma, e quindi in caso di mancata riaccensione, un dispositivo di blocco con allarme. Il tempo di permanenza viene calcolato come rapporto tra il volume della camera di combustione, determinato a partire dalla sezione di base del bruciatore e la sezione di uscita, con il volume dei fumi di combustione emessi nell'unità di tempo.

Per la caldaia:bruciatore a premiscelazione; controllo della combustione con analizzatori di CO e O₂; regolazione automatica del rapporto aria/combustibile.

Le analisi di controllo degli NOX nei punti di emissione dei motori dovranno essere eseguite con cadenza trimestrale o semestrale in funzione che venga controllata l'emissione o garantita la qualità del biogas

Impianti esistenti

Devono essere adeguati ai limiti degli impianti nuovi entro il 31/12/2008.

Controllo combustione motori

Tutti gli i motori, devono essere dotati di analizzatori in continuo di CO e O₂ con regolazione automatica del rapporto aria/ combustibile.

Controllo emissioni motori

Tutti gli impianti oltre 15 MWt devono essere dotati di Sistema di Monitoraggio Emissioni (SME) per gli ossidi di azoto e in caso di applicazione della denitrificazione catalitica con impiego di NH₃ o urea come reagente anche di ammoniaca. Lo S.M.E. deve essere realizzato in conformità al:

D.M. 21 dicembre 1995;

Decreto Direttore Generale 29 agosto 1997 n. 3536, e Decreto Direttore Generale 16 aprile 1998 n° 1632, della Regione Lombardia.

Tutti gli impianti alimentati a biogas oltre 6 MWt devono essere dotati di Sistema di Monitoraggio Emissioni (SME) in conformità al D.M. 21 dicembre 1995, al D.M. 5 febbraio 1998 e al Decreto Direzione Generale Qualità dell'Ambiente n. 33399 del 29 dicembre 2000.

TURBINE A GAS

Impianti nuovi

Zona critica

I limiti di emissione di seguito riportati sono riferiti ai gas secchi in condizioni normali e ad una percentuale del 15 % di ossigeno libero nei fumi.

NOX + NH₃ (espressi come NO₂) 30

CO 50

Possono essere accettate, in impianti di cogenerazione dimensionati per reti di teleriscaldamento, turbine con limiti di emissione più elevati purché il fattore di emissione degli NOX sia < 280 mg/KWt prodotto.

Zona di risanamento e zona di mantenimento

I limiti di emissione sono riferiti ai gas secchi in condizioni normali e ad una percentuale del 15 % di ossigeno libero nei fumi. Le potenzialità di seguito riportate sono riferite ai singoli focolari delle turbine.

- Per turbine fino a 8 MWt NOX 150 e CO 100
- oltre 8 MWt fino a 15 MWt NOX 100 e CO 80
- oltre 15 MWt fino a 50 MWt NOX 80 e CO 60
- oltre 50 MWt fino a 100 MWt NOX 60 e CO 50
- oltre 100 MWt NOX 50 e CO 50
- oltre 300 MWt i limiti saranno prescritti sulla base delle valutazioni derivanti dalla V.I.A..

Impianti esistenti

Devono essere adeguati ai limiti degli impianti nuovi entro il 31/12/2008.

Controllo combustione

Tutti le turbine devono essere dotate di analizzatori in continuo di CO e O₂ con regolazione automatica del rapporto aria/combustibile.

Controllo emissioni

Tutti gli impianti oltre 15 MWt devono essere dotati di un Sistema di Monitoraggio Emissioni (SME) per gli ossidi di azoto (NOX), in conformità al D.M. 21 dicembre 1995, al Decreto Direttore Generale 29 agosto 1997, n. 3536, e al Decreto Direttore Generale 16 aprile 1998 n. 1632, della Regione Lombardia.

IMPIANTI ALIMENTATI A CDR O BIOMASSE (RIFIUTI NON PERICOLOSI)**Zona critica**

Non è possibile installare questi impianti per la sola produzione di energia elettrica.

Possono essere installati impianti che nei mesi invernali alimentano reti di teleriscaldamento con potenza impiegata mediamente nel periodo invernale nella fornitura calore > 50%.

Per questi impianti valgono i limiti previsti dal Decreto Ministeriale 5 febbraio 1998, tranne che per gli ossidi di azoto, il cui limite di emissione è di 80 mg/Nm³ riferito a gas secchi a condizioni normali al 11% di Ossigeno libero nei fumi.

Zona di risanamento

Per centrali di produzione di energia elettrica valgono i limiti previsti dal D.M. 5/2/98, tranne che per gli ossidi di azoto, il cui limite di emissione è di 80 mg/Nm³ riferito a gas secchi a condizioni normali al 11% di Ossigeno libero nei fumi.

Per centrali che, almeno nei mesi invernali, alimentano reti di teleriscaldamento con potenza impiegata mediamente nella fornitura calore > 50% valgono i limiti del D.M. 5/2/98, tranne che per gli ossidi di azoto; il cui limite di emissione è di 110 mg/Nm³ riferiti a gas secchi a condizioni normali al 11% di Ossigeno libero nei fumi.

Zona di mantenimento

Per centrali di produzione di energia elettrica e/o calore valgono i limiti previsti dal D.M. 5/2/98.

Controllo emissioni

Tutti gli impianti devono essere dotati di un Sistema di Monitoraggio Emissioni (SME) in conformità ai: D.M. 5 febbraio 1998; D.M. 21 dicembre 1995; Decreto Direzione Generale Qualità dell'Ambiente n. 33399 del 29 dicembre 2000.

Camini

Ogni focolare, o motore, o turbina, deve essere collegato ad una canna fumaria indipendente realizzata a regola d'arte, compresa una buona coibentazione e sfociante oltre il tetto. La velocità di emissione dei fumi deve essere:

- Per impianti a vapore ≥ 10 m/s;
- Per impianti a motore e a turbina ≥ 15 m/s.

Altezza del camino. Come minimo le bocche dei camini devono risultare più alte di almeno un metro rispetto al colmo dei tetti, ai parapetti ed a qualunque ostacolo o struttura distante meno di 10 m. Le bocche dei camini situati a distanza compresa tra 10 e 50 m da aperture di locali abitati possono sboccare ad altezza non inferiore a quella del filo superiore dell'apertura più alta, diminuita di 1 metro per ogni metro di distanza orizzontale eccedente i 10 metri. Inoltre, fatte salve le condizioni minime sopra riportate, in funzione del consumo e della qualità dei combustibili impiegati nell'intero impianto, devono essere rispettate le seguenti altezze geometriche da terra.

Consumo in kg/h altezza in metri

300	12 -15
600	17
750	19
900	21
1050	22
1200	24
1350	25
1500	27

1650	28
1800	29
1950	30
2100	31
2250	32
2400	34
2550	35
2700	36
3000	38

La tabella vale nel caso di impiego di olio combustibile con tenore in zolfo < 1% in peso. Nel caso di impiego di gasolio o di olio combustibile con tenore in zolfo < 0,3% in peso le altezze possono essere ridotte di un quarto.

Nel caso di impiego di metano o gpl, esprimendo i consumi in Nmc/h, le altezze possono essere ridotte di un terzo.

Tra i due criteri di determinazione dell'altezza del camino, prevale quello più restrittivo. Per impianti aventi consumi superiori a quelli sopra riportati, l'altezza del camino sarà determinata caso per caso tramite uno studio con l'applicazione di modelli diffusionali delle ricadute. L'innalzamento del pennacchio deve essere calcolato con la formula di Briggs. Le ricadute con un modello ritenuto adeguato dall'Ente preposto al rilascio dell'autorizzazione. I consumi si riferiscono all'intero impianto, somma dei consumi dei singoli focolari.

RISPETTO DEL LIMITE

Impianti alimentati a combustibili convenzionali

Impianti con focolare (caldaie)

Per gli impianti non dotati di SME i limiti prescritti si intendono medi orari.

Per gli impianti dotati di SME e aventi potenzialità fino a 50 MW i limiti si intendono medi giornalieri sulle effettive ore di funzionamento.

Per gli impianti dotati di SME e aventi potenzialità pari o superiore a 50 MW i limiti, come previsto dal Decreto 8 maggio 1989, si intendono rispettati se:

- a) nessun valore medio del mese civile supera il valore di emissione;
- b) per il biossido di zolfo e le polveri il 97% di tutti i valori medi di 48 ore deve essere al di sotto del 110% del valore di emissione;
- c) per gli ossidi di azoto il 95% di tutti i valori medi di 48 ore deve essere al di sotto del 110% dei valori limite di emissione.

Impianti con motori o turbogas

I limiti prescritti si intendono medi orari.

Impianti alimentati con CDR o rifiuti non pericolosi

Valgono le condizioni fissate dal D.M. 5 febbraio 1998.

IMPIANTI TERMICI CIVILI

Definizione

Si definisce impianto termico civile l'impianto tecnologico destinato alla climatizzazione degli ambienti con o senza produzione di acqua calda per usi igienici e sanitari o alla sola produzione centralizzata di acqua calda per gli stessi usi, comprendente i sistemi di produzione, distribuzione e di utilizzazione del calore, nonché gli organi di regolazione e di controllo; sono quindi compresi negli impianti termici gli impianti individuali di riscaldamento, mentre non sono considerati impianti termici apparecchi quali: stufe, caminetti, radiatori individuali, scaldacqua unifamiliari.

La tipologia impiantistica più idonea per le finalità del Piano di Risanamento è rappresentata dagli impianti termici centralizzati con contabilizzazioni individuali dei consumi. Questi impianti possono, tra l'altro in futuro, consentire la sostituzione dei loro focolari con scambiatori alimentati da eventuali reti di teleriscaldamento.

Limiti

In attesa che con specifica legge regionale sia disposto il rispetto dei limiti di emissione per gli impianti termici civili, vengono messi a disposizione di produttori, installatori, conduttori e proprietari di impianti i seguenti valori di emissione da intendersi come valori guida, ai fini di una opportuna programmazione degli interventi di adeguamento e ristrutturazione di impianti esistenti o di installazione di nuovi impianti.

I limiti massimi di emissione riferiti ai gas secchi in condizioni normali a una concentrazione di ossigeno libero nei fumi pari al 3 % per i combustibili liquidi e gassosi, del 6% per i combustibili solidi e del 11% per la legna. Per i combustibili solidi e la legna valgono gli stessi valori numerici fissati per i combustibili liquidi.

Zone critica

Impianti con potenza termica fino a 35 kW

Sono ammessi solo combustibili gassosi, liquidi distillati del petrolio e biodiesel.

Limiti di emissione:

combustibile gas naturale

-NO _x	100
-CO	100

combustibile GPL, distillati liquidi, biodiesel

-NO _x	150
-CO	100

La rispondenza ai limiti deve essere certificata, dal costruttore e dall'installatore ed allegata al libretto di caldaia previsto dal DPR 412/93, modificato con DPR 551/99.

Impianti con potenza termica da 0,035 MW a 2 MW

Sono ammessi solo i combustibili liquidi e gassosi.

I limiti sono medi sull'ora o sul ciclo di accensione se dura meno di un ora e riferiti ai fumi emessi dal singolo focolare.

Combustibili liquidi **Combustibili gassosi**

- SO ₂	300	- SO ₂	35
- NO _x	150	- NO _x	100
- Polveri*	50	- Polveri	5
- bacharach	1		/
- CO	100	- CO	100

* solo per combustibili non distillati del petrolio, per i combustibili distillati il limite è fissato come indice di bacharach $\leq$ a 1.

Impianti con potenza termica superiore a 2 MW

I limiti di seguito riportati sono medi giornalieri, relativi alle ore di effettivo funzionamento per ciascun generatore e riferiti ai fumi emessi dall'intero impianto:

- SO ₂ *	400
- NO _x *	200
- Polveri	20
- CO	100

*) Essendo inquinanti appartenenti alla stessa classe in base al D.M. 12/7/90, è permessa una compensazione tra i due inquinanti a condizione che le concentrazioni di SO₂ ed NO_x siano misurate in continuo secondo la seguente formula:

$$\text{Conc.SO}_2 \text{ misurata}/400 + \text{Conc.NO}_x \text{ misurata}/200 \leq 2$$

Zona di risanamento di tipo A)Impianti con potenza termica fino a 35 kW

Limiti di emissione:

Combustibili liquidi **Combustibili gassosi**

- SO ₂	300	- SO ₂	35
- NO _x	200	- NO _x	200
- Polveri	50	- Polveri	5
- CO	100	- CO	100

Impianti con potenza termica da 0,035 MW a 2 MW:

I limiti sono medi sull'ora o sul ciclo di accensione se dura meno di un ora e riferiti ai fumi emessi dal singolo focolare.

Combustibili liquidi **Combustibili gassosi**

- SO ₂	400	- SO ₂	35
- NO _x	450	- NO _x	200
- Polveri	80 *	- Polveri	5
- CO	150	- CO	100
- bacharach	1		

* solo per combustibili non distillati.

Impianti con potenza termica superiore a 2 MW**Combustibili liquidi** **Combustibili gassosi**

- SO ₂	400	- SO ₂	35
- NO _x	450	- NO _x	200
- Polveri 50 *		- Polveri	5
- CO	150	- CO	100
- bacharach	1		

* solo per combustibili non distillati.

Zona di mantenimento

Nessuna prescrizione oltre a quelle relative alla qualità dei combustibili ammessi (DPCM 2 ottobre 1995).

Zona Critica e Zona di Risanamento di tipo A)Combustibili biomasse

E' ammesso nei luoghi stessi di produzione l'utilizzo di biomasse provenienti da lavorazioni meccanica del legno e materiale di potatura

Limiti di emissione riferiti al 11% di Ossigeno libero

- polveri	30
- NO _x	500
- CO	350

Controllo della combustione

Tutti gli impianti con potenza maggiore di 1 MW devono essere dotate di analizzatori in continuo di CO e O₂ con regolazione automatica del rapporto aria/ combustibile.

Zona di mantenimento**Combustibili biomasse**

E' ammesso l'utilizzo di biomasse provenienti da lavorazioni meccanica del legno, materiale di potatura e materiale vegetale in genere.

Limiti di emissione sono riferiti ai gas secchi in condizioni normali e ad una percentuale del 11% di Ossigeno libero

- polveri	100
- NO _x	500
- CO	350

Controllo della combustione

Tutti gli impianti con potenza maggiore di 1 MW devono essere dotate di analizzatori in continuo di CO e O₂ con regolazione automatica del rapporto aria/combustibile.

Comunicazioni

Ogni impianto di produzione energia per usi civili o industriali dotato di Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME) deve trasmettere con cadenza biennale entro il 31 marzo degli anni dispari al Centro Provinciale che gestisce il catasto delle emissioni in atmosfera, i seguenti dati relativi all'anno precedente quantitativo totale dei combustibili utilizzati nell'anno precedente (in GJ/anno) e il potere calorifico medio degli stessi; concentrazioni medie di inquinanti monitorati, suddivisi per focolare e per camino di fuoriuscita; emissioni totali (in ton/anno) dei diversi inquinanti, suddivisi per focolare e per camino; energia prodotta distinta in energia elettrica e termica in GWh/a.

8.2 ALLEGATO D) PIANO D'AZIONE RELATIVO AI CRITERI E PROCEDURE PER L'ADOZIONE DI PROVVEDIMENTI DI EMERGENZA PER IL CONTENIMENTO E LA PREVENZIONE DEGLI EPISODI ACUTI DI INQUINAMENTO ATMOSFERICO CON PARTICOLARE RIFERIMENTO ALLE ZONE CRITICHE COSÌ COME DEFINITE DALL'ALLEGATO A)

PUNTO 1 - Indicazioni generali**Dove si applicano i provvedimenti di emergenza**

I provvedimenti di emergenza riguardano il territorio della regione Lombardia suddiviso in tre zone e precisamente:

Zone e comuni critici;

Zona di risanamento;

Zona di mantenimento.

Autorità che adottano i provvedimenti di emergenza

Al raggiungimento dello stato di attenzione o di allarme in una zona critica composta da più comuni, il Presidente della Giunta Regionale adotta:

I provvedimenti relativi al traffico solo per la zona critica interessata

I provvedimenti relativi agli impianti termici aventi potenzialità < 100 MW, industriali e civili per la sola zona critica interessata;

I provvedimenti relativi agli impianti termici aventi potenzialità > 100 MW inseriti in zona di risanamento di tipo A e che distano fino a 15 Km dalla zona critica interessata.

I suddetti provvedimenti possono essere adottati dai sindaci di ogni comune classificato critico ma esterno alle zone critiche sovracomunali e dei rimanenti comuni, nell'ambito delle funzioni loro attribuite dalla legge 833/78

Rilevamento dei dati di concentrazione degli inquinanti, determinazione e raggiungimento dello stato di attenzione e dello stato di allarme

Gli stati di attenzione e di allarme sono determinati sulla base di cicli di monitoraggio di 24 ore consecutive facendo riferimento ai valori medi orari (il periodo di rilevamento va dalle ore 07.00 alle ore 07.00 del giorno successivo). Affinché la rilevazione sia valida, per ogni inquinante (tranne l'ozono ed il PM₁₀) occorre che il superamento del livello di attenzione o di allarme sia misurato in un numero di stazioni di rilevamento pari o superiore al 50% del totale delle stazioni attivate nella zona critica, con un minimo di 2 stazioni, con dati validati dall'Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente (ARPA) della Lombardia.

Per i comuni critici e per i rimanenti comuni gli stati di attenzione e di allarme possono essere decretati sulla base dei dati forniti e validati anche da una sola stazione attiva.

Per quanto riguarda l'ozono, gli stati di attenzione e di allarme sono raggiunti quando, al termine del ciclo di monitoraggio, si rileva il superamento del rispettivo livello di attenzione o di allarme in almeno una stazione collocata nel territorio della provincia.

Per quanto riguarda il PM10, il superamento del livello di attenzione o di allarme è misurato in un numero di stazioni di rilevamento pari o superiore al 50% delle stazioni individuate nell'allegato B) con un minimo di 2 stazioni, con dati validati.

Gli stati di attenzione o di allarme sono raggiunti al settimo giorno consecutivo in cui si rileva il superamento del rispettivo livello di attenzione o di allarme.

Comunicazione dei dati rilevati alle Autorità che adottano i provvedimenti

L'ARPA, che gestisce le reti di monitoraggio, segnala il raggiungimento dello stato di attenzione e di allarme.

L'ARPA trasmette i dati relativi alle amministrazioni regionale, provinciali e comunali interessate. ARPA inoltre trasmette alla Regione Lombardia, entro le ore 10.00 di ogni giorno, le previsioni meteorologiche.

Comunicazione dei provvedimenti di competenza regionale

La Regione invia comunicazione alle Province, ai Comuni ed alle Prefetture interessate al fine di segnalare la successiva possibile adozione di provvedimenti.

L'ordinanza del Presidente della Giunta Regionale verrà inviata ai Comuni, alle Province ed alle Prefetture interessati.

Cessazione degli effetti dei provvedimenti regionali adottati:

I provvedimenti assunti al raggiungimento dello stato di attenzione e dello stato di allarme, per tutti gli inquinanti (ad eccezione del PM10 per cui i provvedimenti di blocco della circolazione al raggiungimento dello stato di attenzione vanno considerati in termini preventivi e sono limitati alla giornata di domenica, cessano i loro effetti a partire dall'ora zero del giorno successivo, qualora al termine del ciclo di monitoraggio giornaliero non sussistano più le condizioni che hanno determinato lo stato di attenzione o di allarme. La comunicazione della cessazione è inviata alle Province, ai Comuni, alle Prefetture interessate dalla competente struttura regionale.

Esclusioni e deroghe ai provvedimenti di blocco del traffico:

Per quanto riguarda i provvedimenti di blocco del traffico veicolare, l'Autorità competente - il Presidente della Giunta Regionale per le zone critiche sovracomunali oppure il Sindaco per i singoli Comuni - può escludere dal provvedimento stesso la viabilità di interesse sovracomunale e quella di collegamento tra svincoli autostradali e posteggi in corrispondenza di stazioni periferiche di mezzi pubblici.

I sindaci possono inoltre concedere deroghe per particolari veicoli e/o per particolari necessità limitatamente ai residenti nel proprio territorio. Tale deroga è valida per tutta la zona critica a cui appartiene il comune.

PUNTO 2 - Inquinanti da considerare, livello di attenzione e livello di allarme

Inquinante	Parametro di valutazione	Livello di attenzione	Livello di allarme
Biossido di azoto (NO ₂)	Concentrazione media oraria	200 µg/m ³	400 µg/m ³
Monossido di carbonio (CO)	Concentrazione media oraria	15 mg/m ³	30 mg/m ³
Monossido di carbonio (CO)	Concentrazione media su 8 ore	10 mg/m ³	-
Biossido di zolfo (SO ₂)	Concentrazione media giornaliera	125 µg/m ³	250 µg/m ³
Polveri sospese totali (PTS)	Concentrazione media giornaliera	90 µg/m ³	180 µg/m ³
Ozono (O ₃)	Concentrazione media oraria	180 µg/m ³	360 µg/m ³
Particelle sospese con diametro inferiore a 10 micron (PM10)	Concentrazione media giornaliera per 7 giorni consecutivi	50 µg/m ³	75 µg/m ³

PUNTO 3 - Provvedimenti da assumere al superamento dei livelli di attenzione

Biossido di azoto (NO₂), monossido di carbonio (CO)

Al raggiungimento dello stato di attenzione le Autorità competenti, informano la popolazione invitandola ad assumere comportamenti volti a limitare l'inquinamento.

I soggetti responsabili intensificano, sulla viabilità di competenza, il controllo della fumosità dei gas di scarico dei motori diesel e dei limiti della velocità dei veicoli.

Al 3° giorno di stato attenzione, a meno che le condizioni meteorologiche attese consentano di prevederne la cessazione, vengono adottati dall'Autorità competente i seguenti provvedimenti, che devono essere attuati dal giorno successivo:

TRAFFICO VEICOLARE

Blocco del traffico degli autoveicoli non adibiti a servizio pubblico dalle ore 9,00 alle ore 17,00.

Sono esclusi dal blocco:

gli autoveicoli ad emissione nulla (motore elettrico);

le autovetture e gli autoveicoli da trasporto ad accensione comandata alimentati a benzina e a gas, dotati di catalizzatore e omologati ai sensi della direttiva 91/441/CEE e successive direttive, immatricolati a partire dallo 01.01.93 o immatricolati in precedenza purché conformi alla citata direttiva 91/441/CEE;

le autovetture non adibite a servizio pubblico ad accensione spontanea (diesel) di tipo omologato ai sensi della direttiva 94/12/CEE e successive direttive, immatricolate a partire dallo 01.01.97;

Blocco del traffico di motoveicoli e ciclomotori non adibiti a servizio pubblico dalle ore 9,00 alle ore 17,00. Sono esclusi dal blocco quelli catalizzati (omologati ai sensi della direttiva 97/24/CEE);

Blocco della distribuzione delle merci tra le ore 7,30 e le ore 9,00 e tra le ore 17,00 e le ore 19,00, anche per i veicoli ad emissione nulla, catalizzati e diesel.

Negli orari consentiti per la distribuzione delle merci possono circolare autoveicoli ad accensione spontanea (diesel) di massa massima superiore alle 3,5 tonnellate di tipo omologato ai sensi della direttiva 91/542/CEE e successive direttive e di massa massima inferiore alle 3,5 tonnellate di tipo omologato ai sensi della direttiva 93/59/CEE e successive direttive.

Biossido di azoto (NO2)

Al raggiungimento dello stato di attenzione le Autorità competenti adottano i seguenti provvedimenti per i grandi impianti termici, che devono essere attuati dal giorno successivo:

IMPIANTI TERMICI

Tutti gli impianti termici, ad esclusione di quelli alimentati con fonti rinnovabili, che insistono in zona di risanamento di tipo A e che distano fino a 15 km dalla zona critica interessata aventi potenzialità termica > 100 MW non devono superare, come valore medio giornaliero, il 75% del carico nominale e comunque non devono aumentare il carico medio giornaliero complessivo dell'intero impianto rispetto a quello dei tre giorni precedenti.

Analogo provvedimento viene attivato per l'impianto, la cui rete di rilevamento aziendale verifichi in almeno una stazione il superamento del livello di attenzione, a condizione che l'ARPA, in base ai dati meteorologici su scala regionale e locale rilevati nel corso dell'episodio, ritenga l'emissione dell'impianto causa di tale superamento.

Per ogni successivo giorno di proseguimento dello stato di attenzione il carico termico deve essere ulteriormente ridotto del 5% rispetto al carico medio giornaliero.

I compiti di vigilanza sono svolti da ARPA.

Biossido di zolfo (SO2) e Polveri Totali Sospese (PTS)

Al raggiungimento dello stato di attenzione le Autorità competenti *provvedono ad intensificare i controlli per il rispetto dell'uso dei combustibili ammessi*, informano la popolazione invitandola ad assumere comportamenti volti a limitare l'inquinamento, quale la riduzione volontaria della temperatura negli ambienti e riduzione degli orari di funzionamento degli impianti termici civili che utilizzano combustibili con contenuto di zolfo maggiore dello 0,2% in peso.

Ozono

Al raggiungimento dello stato di attenzione o di allarme l'Autorità competente ne informa la popolazione invitandola a limitare l'uso degli autoveicoli e dei motocicli e le emissioni di VOC (composti organici volatili); *provvede inoltre all'intensificazione dei controlli per il rispetto dei limiti di velocità dei veicoli.*

PM10

Al raggiungimento dello stato di attenzione (dopo 7 giorni consecutivi di superamento del livello di attenzione), a meno che le condizioni meteorologiche attese consentano di prevederne la cessazione, vengono adottati dall'Autorità competente i seguenti provvedimenti che devono essere attuati dal giorno successivo:

IMPIANTI TERMICI

La temperatura non deve essere superiore a 20°C negli edifici, classificati in base al D.P.R.412/93 con le sigle E1, E2, E4, E5, E6 se riscaldati con impianti termici alimentati con combustibili liquidi o solidi; per gli edifici classificati con la sigla E8, la temperatura non deve superare i 18 °C.

I compiti di vigilanza sono assolti dai Sindaci dei Comuni con popolazione superiore a 40.000 abitanti e dal Presidente della Provincia per i rimanenti comuni.

IMPIANTI INDUSTRIALI

Gli impianti, sia termici che tecnologici, aventi come limite di emissione delle polveri 50 mg/Nm3 non devono superare il 75% della potenzialità massima e comunque non devono aumentare il carico emissivo medio del giorno precedente.

I compiti di vigilanza sono svolti da ARPA.

TRAFFICO VEICOLARE

I soggetti responsabili intensificano sulla viabilità di competenza il controllo della fumosità dei gas di scarico dei motori diesel e dei limiti della velocità dei veicoli.

Al 3° giorno di stato di attenzione (dopo 9 giorni consecutivi di superamento del livello di attenzione), a meno che le condizioni meteorologiche attese consentano di prevederne la cessazione, vengono adottati dalla Autorità competente i seguenti **ulteriori** provvedimenti che devono essere attuati nella prima giornata di *domenica* successiva:

TRAFFICO VEICOLARE

Blocco del traffico di tutti i veicoli non adibiti a servizio pubblico dalle ore 8,00 alle 20,00.

Sono esclusi dal blocco i veicoli ad emissione nulla (motore elettrico).

In considerazione dell'opportunità di incrementare l'azione preventiva, valutato l'andamento del livello raggiunto dall'inquinante e le condizioni meteorologiche attese, l'Autorità competente può anticipare i provvedimenti di blocco del traffico con le medesime modalità.

PUNTO 4 - Provvedimenti da assumere al raggiungimento dello stato di allarme

I provvedimenti relativi allo stato di allarme devono essere comunque adottati, per NO₂, CO, SO₂, Polveri Totali Sospese (PTS), quando lo stato di attenzione perduri per almeno tre giorni consecutivi e, sia l'andamento dei valori di concentrazione, sia le condizioni meteorologiche, possono far prevedere il raggiungimento dello stato di allarme.

Biossido di azoto (NO₂), monossido di carbonio (CO)

Al raggiungimento dello stato di allarme l'Autorità competente, a meno che le condizioni meteorologiche attese consentano di prevederne la cessazione, provvede ad adottare i provvedimenti seguenti devono essere attuati dal giorno successivo **(in aggiunta a quelli già previsti per il livello di attenzione)**.

TRAFFICO VEICOLARE

Blocco totale del traffico degli autoveicoli non adibiti a servizio pubblico, dei motoveicoli e ciclomotori non adibiti a servizio pubblico dalle 8.00 alle 20.00. Sono esclusi dal blocco i veicoli ad emissione nulla (motore elettrico).

IMPIANTI TERMICI

La temperatura non deve essere superiore a 20°C negli edifici, classificati in base al D.P.R.412/93 con le sigle E1, E2, E4, E5, E6; per gli edifici classificati con la sigla E8, la temperatura non deve superare i 18 °C.

I compiti di vigilanza sono assolti dai Sindaci per i Comuni con popolazione superiore a 40.000 abitanti e dal Presidente della Provincia per i rimanenti comuni.

Biossido di Azoto (NO₂)

Al raggiungimento dello stato di allarme l'Autorità competente provvede ad adottare i seguenti provvedimenti che devono essere attuati dal giorno successivo:

IMPIANTI TERMICI

In tutti gli impianti termici industriali (ad esclusione di quelli alimentati con fonti rinnovabili) che insistono nella zona critica interessata, aventi potenzialità termica > 10 MW e < 100 MW, il carico termico medio giornaliero non deve superare il 75% del carico nominale e comunque non deve essere aumentato il carico medio giornaliero complessivo dell'intero impianto nel giorno precedente.

Per gli impianti termici (ad esclusione di quelli alimentati da fonti rinnovabili) che insistono in zona di risanamento di tipo A e che distano fino a 15 Km dalla zona critica interessata aventi potenzialità termica > 100 MW non devono superare, come valore medio giornaliero, il carico termico non deve superare il 75% del carico in atto il giorno precedente;

Analogo provvedimento viene attivato per l'impianto, la cui rete di rilevamento aziendale, verifichi in almeno una stazione il raggiungimento del livello di allarme a condizione che l'ARPA, in base ai dati meteorologici su scala regionale e locale rilevati nel corso dell'episodio, ritenga l'emissione dell'impianto causa di tale superamento.

Per ogni successivo giorno di proseguimento dello stato di allarme il carico termico deve essere ulteriormente ridotto del 5% del carico termico nominale.

I compiti di vigilanza sono svolti da ARPA.

Biossido di zolfo (SO₂) e Polveri Totali Sospese (PTS)

Al raggiungimento dello stato di allarme l'Autorità competente, a meno che le condizioni meteorologiche attese consentano di prevederne la cessazione, provvede ad adottare i provvedimenti sotto indicati che devono essere messi in atto dal giorno successivo **(in aggiunta a quelli già previsti per il livello di attenzione)**:

IMPIANTI TERMICI

- Gli impianti termici che utilizzano combustibili con tenore di zolfo > 0,3 % in peso, la temperatura non deve essere superiore a 20 °C negli edifici classificati in base al D.P.R. 412/93, con le sigle E1, E2, E4, E5, E6; negli ambienti adibiti ad attività industriali ed artigianali, classificati in base al D.P.R. 412/93, con la sigla E8, la temperatura non deve superare i 18 °C.

Gli impianti termici industriali che contribuiscono significativamente all'inquinamento (tenore di zolfo nei combustibili utilizzati superiore allo 0,3 % in peso), devono ridurre del 25% le emissioni di SO₂ e PTS, rispetto al giorno precedente.

I compiti di vigilanza sono svolti da ARPA.

IMPIANTI INDUSTRIALI

Gli impianti industriali, aventi limite di emissione delle polveri di 50 mg/Nm³ non devono superare il 75% della potenzialità massima e comunque non devono aumentare il carico emissivo medio del giorno precedente.

PM₁₀

Al raggiungimento dello stato di allarme (dopo 7 giorni consecutivi di superamento del livello di allarme) l'Autorità competente, a meno che le condizioni meteorologiche attese consentano di prevederne la cessazione, provvede ad adottare i provvedimenti sottoindicati che devono essere messi in atto dal giorno successivo **(in aggiunta a quelli già previsti per il livello di attenzione)**.

IMPIANTI TERMICI

La temperatura non deve essere superiore a 20°C negli edifici, classificati in base al D.P.R. 412/93 con le sigle E1, E2, E4, E5, E6; per gli edifici classificati con la sigla E8, la temperatura non deve superare i 18 °C.

I compiti di vigilanza sono assolti dai Sindaci dei Comuni con popolazione superiore a 40.000 abitanti e dal Presidente della Provincia per i rimanenti comuni.

Al terzo giorno di stato di allarme (dopo 9 giorni consecutivi di superamento del livello di allarme): Blocco totale del traffico di autoveicoli, motoveicoli e ciclomotori non adibiti a servizio pubblico dalle 8.00 alle 20.00. Sono esclusi dal blocco i veicoli ad emissione nulla (motore elettrico).

8.3 COMUNICAZIONE DELL'ASSESSORE MAURIZIO BERNARDO E DELL'ASSESSORE FRANCO NICOLI CRISTIANI DEL 9 NOVEMBRE 2001 "CRITERI DI VALUTAZIONE PER I NUOVI IMPIANTI TERMOELETTRICI"

Dall'esame della situazione evidenziata per quanto attiene alla produzione di energia elettrica da fonti convenzionali, al fine di assicurare al sistema socio-economico lombardo condizioni infrastrutturali energetiche in grado di sviluppare dinamiche di mercato virtuose e capaci di migliorare la qualità ambientale complessiva, si evince come sia necessario nel medio periodo:

- a) ottimizzare la capacità di trasmissione con i paesi confinanti;
- b) accelerare il miglioramento tecnologico degli impianti esistenti;
- c) incrementare la dotazione di potenza installata con impianti ad alta efficienza energetica ed ambientalmente sostenibili.

Sulla base di queste linee di indirizzo, in merito alla valutazione di nuove centrali elettriche si ritiene opportuno adottare criteri di valutazione delle singole proposte che consentano di selezionare le migliori dal punto di vista del rapporto tra costi e benefici economico – ambientale, tenendo conto che l'energia elettrica può essere prodotta solo per l'utilizzo immediato, e le conseguenti emissioni inquinanti sono proporzionali al fabbisogno del sistema socio-economico e non alla capacità produttiva degli impianti disponibili.

Questi criteri, che si collocano a complemento delle valutazioni in merito all'impatto sulle diverse componenti ambientali, si riferiscono agli impianti alimentati da combustibili convenzionali.

Dal punto di vista programmatico, infatti, è evidente come gli impianti alimentati a fonti rinnovabili siano da ritenersi comunque prioritari (compatibilmente con gli obiettivi del Piano di Risanamento della Qualità dell'Aria).

Gli elementi ulteriori su cui basare la valutazione sono i seguenti:

1) ADOZIONE DELLA MIGLIORE TECNOLOGIA DISPONIBILE

Le nuove tecnologie disponibili sul mercato possiedono, rispetto agli impianti esistenti, caratteristiche di minore impatto ambientale e di migliore efficienza energetica; quest'ultima caratteristica concorre, tra l'altro, al conseguimento delle politiche di riduzione delle emissioni climateranti conseguenti al Protocollo di Kyoto. L'adozione della migliori tecnologie disponibili rappresenta una caratteristica imprescindibile perché l'impianto possa essere valutato positivamente.

2) COERENZA CON LE ESIGENZE DI FABBISOGNO ENERGETICO E TERMICO DELL'AREA LIMITROFA ALLA CENTRALE

L'impianto può avere impatti economici ed ambientali positivi sull'area limitrofa derivanti dall'erogazione di calore ed energia elettrica ad altri insediamenti, o allo stesso insediamento in cui è inserito.

In particolare si considerano preferenziali i seguenti criteri:

- produzione di calore in cogenerazione

Assumono carattere di priorità assoluta gli impianti di cogenerazione, poichè conseguono, complessivamente, una maggiore efficienza energetica ed una riduzione delle emissioni in atmosfera rispetto alla situazione ex ante.

La cogenerazione assume carattere di significatività maggiore al crescere del rapporto tra l'energia termica generata e quella complessivamente prodotta dall'impianto.

L'eventuale fornitura di calore ad utenze esterne allo stabilimento va adeguatamente documentata, anche tramite accordi già stipulati con le utenze stesse.

- soddisfacimento del fabbisogno di energia elettrica d'area

Le utenze idonee limitrofe alla centrale (nel raggio di circa 40 km) possono avere un beneficio economico, dovuto alla disponibilità sul mercato di una fonte di energia elettrica a minore costo di vettoriamento. Per questo motivo, vanno privilegiati gli impianti situati in contesti particolarmente energivori, per i quali non sia già disponibile una fonte di produzione.

Questo criterio porta a privilegiare la distribuzione della capacità di generazione sul territorio, evitando di concentrare più impianti nella stessa zona e di realizzare impianti di potenzialità eccessiva rispetto al fabbisogno del territorio limitrofo.

3) **COERENZA CON LE RETI DI COLLEGAMENTO ENERGIA ELETTRICA – METANO**

Costituisce criterio di valutazione preferenziale la minimizzazione degli impatti ambientali delle infrastrutture di collegamento alle reti di trasmissione.

Qualora l'inserimento dell'impianto (in condizioni di funzionamento a pieno carico) nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica e/o del metano richieda significativi interventi di adeguamento delle reti, saranno valutati preferenziali gli impianti che presentano coerenza con l'attuale assetto della rete ed i programmi triennali di sviluppo predisposti dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN).

In tal senso sarebbe auspicabile l'acquisizione, in sede di istruttoria regionale, di un parere del GRTN in merito alla localizzazione dell'impianto ed agli eventuali interventi necessari per il suo inserimento nella rete. A questo fine sarebbe necessario un accordo con il Ministero dell'Industria: GRTN ha infatti l'obbligo di formulare pareri di questa natura a beneficio del Ministero (art. 7 della Convenzione che regola i rapporti tra MICA e GRTN).

4) **IMPATTO ECONOMICO ED OCCUPAZIONALE SUL TESSUTO PRODUTTIVO LOCALE**

Costituisce criterio preferenziale la funzionalità dell'impianto termoelettrico ad un piano di sviluppo industriale complessivo, che prevede l'utilizzo del calore e dell'energia elettrica prodotti in altri stabilimenti limitrofi. In questo caso la valutazione deve considerare l'effetto positivo sul tessuto produttivo locale del piano complessivo.

5) **DIVERSIFICAZIONE DELLE FONTI**

In coerenza con gli indirizzi nazionali e comunitari, costituisce elemento positivo di valutazione la diversificazione delle fonti energetiche utilizzate per la produzione termoelettrica, purché vengano rispettati i criteri di elevata efficienza energetica e compatibilità ambientale degli interventi

6) **LOCALIZZAZIONE TERRITORIALE RISPETTO ALLE AREE CRITICHE DEFINITE DAL PIANO REGIONALE DI QUALITÀ DELL'ARIA (PRQA)**

Per ottemperare alle esigenze di tutela dell'atmosfera, nelle aree indicate dal Piano Regionale per la Qualità dell'Aria come 'critiche', di 'risanamento' e di 'mantenimento' sono considerati valutabili ai fini della produzione di energia elettrica a scopo commerciale gli impianti che corrispondono ai seguenti requisiti:

Zona critica

- Progetti di nuovi impianti, esclusivamente se di potenzialità limitata al fabbisogno energetico del richiedente entro la zona o il comune "critico" in cui si intende realizzare l'impianto stesso;
- Progetti di modifiche sostanziali ad impianti esistenti, esclusivamente se non prevedono un aumento delle emissioni totali annue rispetto a quelle calcolate per l'impianto nella potenzialità e tecnologia precedenti alla modifica, applicando i limiti previsti nel PRQA per l'adeguamento.

Nei casi suddetti per la produzione di energia elettrica devono inoltre essere utilizzati:

- i combustibili gassosi con il minore impatto ambientale;
 - la migliore tecnologia disponibile per la produzione dell'energia (ciclo cogenerativo o ciclo integrato);
- la migliore tecnologia disponibile per l'abbattimento delle emissioni generate (deNOx), oppure una tecnologia di combustione che consegua gli stessi limiti di emissione.

Zona di risanamento

- Progetti di impianti che utilizzano la migliore tecnologia disponibile in funzione del combustibile utilizzato;
- Progetti di impianti che utilizzano la migliore tecnologia disponibile di abbattimento delle emissioni (deNOx), oppure una tecnologia di combustione che consegua gli stessi limiti di emissione qualora la potenza installata sia superiore a 700 MWt.

Zona di mantenimento

- Progetti di impianti che utilizzano la migliore tecnologia disponibile in funzione del combustibile utilizzato;
- Progetti di impianti che utilizzano la migliore tecnologia disponibile di abbattimento delle emissioni (deNOx), oppure una tecnologia di combustione che consegua gli stessi limiti di emissione qualora la potenza installata sia superiore ai 1.400 MWt o che prevedano emissioni di NOx superiori ai 240 kg/h.

Appendice 9 – Le esternalità ambientali

Le esternalità ambientali sono definite come costi che non sono sostenuti direttamente dai soggetti responsabili dei danni ambientali stessi: esse rappresentano pertanto costi a carico della collettività e non dei soggetti economici che svolgono l'attività che li ha provocati.

L'esempio tipico è dato dall'inquinamento, che danneggia l'intera collettività ed i cui costi sono sostenuti solo in minima parte dagli inquinatori.

Una scelta economica ottimale, oltre che a considerare i costi e i ricavi economici di una data intrapresa, dovrebbe consentire di internalizzare i costi sociali (esternalità) non altrimenti considerati.

In realtà, le esternalità sono di così difficile valorizzazione da essere state sempre trascurate nelle decisioni imprenditoriali.

Il buon governo di un territorio, d'altra parte, non può prescindere dalle esternalità, dato che questi costi gravano, in ultima analisi, sulla totalità dei suoi cittadini.

9.1 GLI STRUMENTI PER INTERNALIZZARE I COSTI AMBIENTALI

Gli strumenti utilizzati per imputare i costi sociali e quindi per internalizzare le esternalità sono riconducibili a due diversi approcci:

1. strumenti amministrativi (comando e controllo);
2. strumenti economici.

Al primo gruppo appartiene la predisposizione di un regime di regolazione che impone determinati standard ambientali, basati sulla tecnologia o sulla performance. Ad esempio, l'impresa inquinante deve svolgere le proprie attività utilizzando una definita tecnologia di abbattimento delle emissioni oppure non inquinando al di là di una certa soglia definita dall'autorità. La caratteristica di questo modo di regolare è che esso tende ad uguagliare il livello di abbattimento per tutte le imprese, indipendentemente dai costi che esse dovranno sostenere e rischiando così di danneggiare l'attività produttiva e con essa l'occupazione.

Al secondo gruppo appartengono le tasse ambientali, applicate in diversi paesi europei e recentemente introdotte anche in Italia. Esso comprende anche gli incentivi finanziari e i mercati dei diritti di emissione (sviluppati principalmente negli USA). Per le tasse ambientali in particolare, a differenza degli strumenti di tipo amministrativo, la internalizzazione non avviene con l'imposizione di obblighi o divieti, ma con l'associazione ad un costo sull'uso di certe risorse (tasse sui prodotti) o ad un costo per unità di inquinamento (tasse sulle emissioni).

9.2 LA STIMA DELLE ESTERNALITÀ

La possibilità di far rientrare nel normale calcolo di ogni attività economica anche i costi ambientali si scontra con la difficoltà di quantificare e monetizzare le esternalità.

A partire dagli anni '80 sono stati avviati studi per superare tali difficoltà e permettere così agli operatori economici ed ai decisori politici, di includere le esternalità nelle scelte politico-economiche.

Le metodologie adottate sono diverse ed i risultati conseguiti sono frammentari.

Nel 1991 la Commissione Europea insieme al DoE statunitense (Department of Energy) ha avviato un programma di ricerca denominato ExternE che si è affermato come studio di riferimento per le esternalità legate all'inquinamento atmosferico dovuto a combustione per produzione di energia e trasporti.

Nel 1997 la Direzione Generale Tutela Ambientale della Regione Lombardia, in collaborazione con l'Istituto Regionale di Ricerca (IreR), ha promosso un progetto per adattare la metodologia di ExternE alla realtà della Regione Lombardia. E' nato così il progetto **MACBET** (**M**odello per l'**A**nalisi **C**osti **B**enefici delle **T**ecnologie **E**nergetiche) finalizzato alla creazione di un modello di calcolo per la valutazione delle esternalità ambientali e occupazionali legate all'impiego di energia nella Regione Lombardia.

MACBET è tuttora in fase di validazione. Pertanto gli output presentati sono da considerarsi a titolo esplorativo.

9.3 ESEMPIO DI APPLICAZIONE DEL MODELLO *MACBET* IN REGIONE LOMBARDIA

Le potenzialità di *MACBET*, utilizzate per stimare a titolo esplorativo le esternalità globali dei principali settori economici hanno dato i seguenti risultati:

- produzione di energia elettrica: 3.700 Miliardi di Lire
- settore civile e terziario: 3.000 Miliardi di Lire
- settore industriale: 1.200 Miliardi di Lire
- trasporti su strada: 5.300 Miliardi di Lire

Per la produzione di energia elettrica sono stati considerati i principali impianti di produzione ENEL (Ostiglia, Sermide, Tavazzano e Turbigo), ASM di Brescia (Lamarmora e Ponti sul Mincio) AEM di Milano (Cassano d'Adda), AEM di Cremona, Sondel (Boffalora e Sesto S. Giovanni) che globalmente producono poco più di 23 TWh/anno di energia elettrica.

Per i settori civile e industriale sono state considerate le sole emissioni da combustibili fossili con esclusione, quindi, di tutti le emissioni da processi diversi dalla combustione. Per i trasporti su strada sono state considerate le auto private, gli autoveicoli pesanti e i motocicli immatricolati in Regione Lombardia rapportati alle percorrenze medie stimate per ciascun tipo di veicolo.

Il risultato finale porta a un ammontare del danno ambientale, provocato dalle emissioni in atmosfera dai processi di combustione, che supera i 13.000 Miliardi di Lire e che rappresenta quasi il 4% del PIL della Regione Lombardia. Sulla base di analoghi studi effettuati da organismi italiani (ENEA) e internazionali (OECD) e con i quali l'ordine di grandezza dei danni concorda, si può ritenere che queste cifre possano essere seriamente utilizzate per valutare politiche di intervento orientate a mitigare i danni ambientali.

In particolare l'analisi dei danni provocati dalla emissione di gas climalteranti e inquinanti con riferimento alle principali tecnologie per la produzione di energia elettrica e di calore porta ai risultati illustrati in **Tabella 9**.

Tabella 9 - Costi esterni della produzione di energia elettrica e calore in base al Macbet

Costi esterni della produzione di energia elettrica e calore - Macbet					
	Tecnologia/Tipologia	Potenza - MW	Danno CO2	Danno salute	Danno totale
Prod. di elettricità da Fonti Tradizionali					
			Lire / kWh elettrico		
Carbone	Vapore	640	86,32	52,48	138,80
Olio combustibile (btz ed stz)	Vapore	640	60,76	31,84	92,60
Gas naturale	Vapore	640	41,86	1,45	43,31
Gas naturale	Ciclo combinato	640	31,01	1,06	32,07
Prod. di elettricità da Fonti Rinnovabili					
			Lire / kWh elettrico		
Idroelettrico		10	-	-	-
Fotovoltaico		3	-	-	-
Eolico		6	-	-	-
Prod. di elettricità da Fonti Assimilate					
			Lire / kWh elettrico		
Biomasse / rifiuti	Vapore	40	-	6,80	6,80
Gas naturale	Cogenerazione	100	25,66	2,89	28,55
Produzione di calore - Civile					
			Lire / kWh termico		
Gasolio	Centralizzato	1	23,35	33,37	56,72
Metano	Monofamiliare	0,01	16,74	13,04	29,78
Metano	Centralizzato	1	16,74	8,92	25,66
Metano	Commerciale	1	16,74	9,90	26,64
Biomasse	Teleriscaldamento	1	-	5,49	5,49
Produzione di calore - Industria					
			Lire / kWh termico		
Olio combustibile	Vapore	2	24,81	41,94	66,75
Olio combustibile	Vapore	7	24,30	27,26	51,56
Metano	Vapore	2	16,74	3,43	20,17
Metano	Vapore	7	16,74	2,27	19,01
Metano	Cogenerazione	15	16,74	0,57	17,31
Biomasse	Cogenerazione	15	-	6,80	6,80

Nel caso di impianti idroelettrici, fotovoltaici ed eolici, sebbene i costi esterni dovuti ad emissioni inquinanti e climalteranti siano nulli, occorrerebbe valutare i costi dovuti all'occupazione di suolo che nel caso di impianti eolici e/o fotovoltaici possono essere consistenti.

Sulla base di tale metodologia è possibile, oltre che stimare il danno producibile da impianti di combustione di vario genere, anche ricavare una metodologia di sostegno per le fonti rinnovabili e assimilate basata sui costi evitati che queste tecnologie consentono.

Ad esempio nel caso di promozione di un impianto di teleriscaldamento alimentato con biomasse, rispetto ad uno alimentato con gasolio, il sostegno pubblico massimo può essere determinato dalla differenza delle esternalità totali accumulate su tutto il ciclo di vita degli impianti.

Appendice 10 – Protocollo di Kyoto: COP 7 – Marrakech

Le decisioni prese a Marrakech nel Novembre 2001 hanno fissato un quadro normativo internazionale che rende gli accordi di Kyoto operativi.

Tale quadro garantisce certezza per le Parti del Protocollo e per il settore privato per intraprendere il commercio internazionale dei diritti di emissioni (emission trading), l'implementazione congiunta (Joint Implementation) e il meccanismo per lo sviluppo pulito (Clean Development Mechanism).

Tramite la regolamentazione, questi tre meccanismi, basati sul mercato, diventano il cuore del sistema internazionale del governo ambientale. Tali strumenti potranno assicurare il raggiungimento degli obiettivi di emissione in modo flessibile ed economico.

I risultati più importanti raggiunti sui meccanismi flessibili di Kyoto sono:

Eligibilità per la partecipazione ai tre meccanismi

Il collegamento tra adempimento e criteri di eligibilità è stato uno dei principali temi discussi. La decisione presa conferma il rispetto di tutti i preparativi in termini di monitoraggio e di reporting prima di utilizzare i meccanismi. Tuttavia l'adesione al protocollo non è una precondizione per l'uso dei meccanismi di Kyoto.

Trasferibilità e “bancabilità” dei crediti

I crediti di emissione dovuti ai progetti di assorbimento da parte di “sinks” ai sensi degli articoli 3.3 (gestione delle foreste) e 3.4 (agricoltura) sono classificati come Unità Rimosse (RMUs). Le RMUs non possono essere “bancabili” nel 2° periodo di adempimento, ma solamente scambiate con Unità Assegnate (AAUs), Riduzione di Unità Certificate (CERs) e Unità di Riduzione delle Emissioni (ERUs).

Le AAUs, le RMUs, i crediti dalla Joint Implementation (ERUs) e dal Clean Development Mechanism (CERs) possono essere utilizzati per adempiere agli obiettivi di riduzione delle emissioni. Il trasferimento di AAUs, RMUs, ERUs e CERs tra le Parti dell'Annex 1 non è soggetto a restrizioni. Tuttavia ogni Parte dell'Annex 1 non può trasferire a Parti Non-Annex 1 più del 10% dei crediti di emissione.

Le AAUs possono essere traslate senza restrizioni nel 2° periodo di adempimento. Tuttavia le ERUs e i CERs possono essere singolarmente “bancabili” fino al limite massimo del 2,5% dell'ammontare iniziale assegnato.

Commercio internazionale dei permessi di emissioni (Emission Trading – ET)

Il commercio internazionale dei permessi di emissioni può partire dal 2008.

Le regole approvate tendono ad assicurare che il commercio internazionale dei permessi di emissione non indebolisca l'integrità ambientale del protocollo di Kyoto. Il rischio di “overselling” dei permessi di emissione viene minimizzato dall'introduzione di un Limite di Impegno obbligatorio (Commitment Period Reserve – CPR). Le Parti che scendono al di sotto del CPR non possono vendere più permessi di emissione, ma possono acquistarne al fine di ricostituire il loro CPR.

Meccanismo per lo sviluppo pulito (Clean Development Mechanism - CDM)

Le decisioni prese consentono il decollo immediato del meccanismo (CDM) che incentiva gli investimenti in tecnologie “pulite” presso i paesi in via di sviluppo.

Le regole e le modalità di attuazione del CDM sono state chiarite dando sufficiente certezza ai potenziali investitori di iniziare con progetti CDM. Tali regole, contenute negli allegati alle decisioni di Marrakech, forniscono trasparenza alla pubblica partecipazione durante la fase di valutazione dei progetti.

È stato eletto un “Executive Board” per il CDM. L’Unione europea si è assicurata due seggi nel Comitato (esperti di Francia e Danimarca). Tale Comitato governerà l’implementazione del CDM. Le parti dell’Annex 1 dispongono di una minoranza di blocco nel comitato.

Il mandato del Comitato Esecutivo per il CDM è stato fissato in modo da dare sufficiente potere per facilitare l’implementazione del CDM. Tale potere include l’accreditamento degli Enti che verificheranno indipendentemente la riduzione delle emissioni.

I progetti che sono già iniziati possono generare CERs retroattivi a partire dal 1.1.2000. Questi progetti devono essere registrati presso il Comitato Esecutivo prima del 31.12.2005.

Implementazione Congiunta (Joint Implementation JI)

Parallelamente al CDM è stato fissato un quadro istituzionale per l’Implementazione Congiunta che consente una effettiva implementazione del meccanismo.

Un Comitato di Supervisione governerà l’Implementazione Congiunta. Esso verrà eletto immediatamente dopo l’entrata in vigore del Protocollo di Kyoto. Dato che i progetti di Implementazione Congiunta sono realizzati tra le Parti dell’Annex 1, queste Parti hanno la maggioranza dei seggi nel Comitato di Supervisione. Tuttavia le Parti Non-Annex 1 saranno rappresentate e disporranno di una minoranza di blocco.

Meccanismi flessibili dell'accordo di Kyoto

Joint Implementation – JI

La Joint Implementation prevede che un paese dell’Annex 1 (Paesi che si sono impegnati a ridurre le emissioni di gas serra del 5% entro il 2008-2012 rispetto ai livelli del 1990: paesi OCSE, Europa e 11 paesi dell’Europa centro orientale) investa in un altro paese di Annex 1 a che le emissioni evitate vengano spartite tra il paese Investitore e il paese ospite secondo i termini di un accordo preliminare.

Clean Development Mechanism – CDM

Il Clean Development Mechanism prevede che un paese dell’Annex 1 investa in un Paese in Via di Sviluppo (PVS) e le emissioni evitate vengono accreditate al paese di Annex 1.

Emission Trading – ET

L’ Emission Trading prevede che le emissioni evitate in un paese possano essere vendute al miglior offerente che le acquista per soddisfare il proprio obbligo di riduzione.

Appendice 11 – Elenco delle centrali termoelettriche esistenti e previsioni al 2010

In **Tabella 11** sono indicate le caratteristiche tecniche delle centrali termoelettriche esistenti e la previsione di ripotenziamenti al 2010.

Tabella 11 - Situazione centrali termoelettriche al 31.12.2000 e previsioni al 2010								
SITUAZIONE ATTUALE								
Ubicazione impianto	Ente	Potenza elettrica lorda	Potenza elettrica netta	Potenza termica	Eta elettr.	ore	Energia netta	
		MWe	MWe	MWt		(*)	GWhe	ktep
TAVAZZANO, MONTANASO (LO)	ELETTROGEN	1.280	1.204	3.156	38%	3.300	3.973	899
TURBIGO (MI)	EUROGEN	1.730	1.657	4.025	41%	2.500	4.143	869
OSTIGLIA (MN)	ELETTROGEN	1.320	1.251	3.115	40%	3.550	4.441	955
SERMIDE (MN)	EUROGEN	1.280	1.210	3.172	38%	5.500	6.655	1.506
parziale ex ENEL		5.610	5.322	13.468	39%	3.713	19.212	4.229
CASSANO D'ADDA (MI)	AEM MI - ASM BS	420	400	1.053	41%	4.100	1.640	343
C.T.E. PONTI SUL MINCIO (MN)	ASM BS - AGSM VR + altri	240	230	600	37%	5.800	1.334	310
C.T.E. LAMARMORA (BS)	ASM BS	139	131	302	26%	3.300	431	143
	ALTRE ex MUNICIPALIZZATE	151	138	362	38%	3.300	455	103
parziale CHP civile		950	899	2.317	36%	4.125	3.860	899
	AUTOPRODUTTORI	586,2	569	1.382	41%	4.441	2.123	445
	ALTRI	908	871	2.283	38%	3.934	3.427	775
parziale CHP industriale		1.494	1.440	3.666	40%	3.950	5.550	1.221
TOTALE Centrali Esistenti		8.054	7.661	19.451	38%	3.929	28.622	6.349
PREVISIONE AL 2010								
SANNAZZARO DE' BURGONDI (PV)	ENIPOWER	977,5	956	1.853	52%	6.000	5.736	956
MANTOVA (MN)	ENIPOWER	780	700	1.230	52%	8.760	6.132	1.020
VOGHERA (PV)	FOSTER WHEELER ITALIANA	381	374	655	53%	6.000	2.244	364
A) CENTRALI IN PROCEDURA DI VIA CON PARERE REGIONALE POSITIVO		2.138	2.030	3.738	52%	6.920	14.112	2.340
CENTRALI IN PROCEDURA DI VERIFICA CON PARERE REGIONALE POSITIVO								
TAVAZZANO, MONTANASO (LO)	ELETTROGEN	1.200	1.140	2.140	53%	5.500	6.270	1.017
TURBIGO (MI)	EUROGEN	2.130	2.024	3.798	53%	5.500	11.129	1.806
OSTIGLIA (MN)	ELETTROGEN	1.200	1.140	2.140	53%	5.500	6.270	1.017
SERMIDE (MN)	EUROGEN	1.200	1.140	2.140	53%	5.500	6.270	1.017
parziale ex ENEL		5.730	5.444	10.216	53%	5.500	29.939	4.858
CASSANO D'ADDA	AEM MI - ASM BS	550	523	981	53%	5.500	2.874	466
C.T.E. PONTI SUL MINCIO (MN)	ASM BS - AGSM VR + altri	400	380	713	53%	6.380	2.424	393
C.T.E. LAMARMORA (BS)	ASM BS	139	132	248	53%	5.500	727	118
	ALTRE ex MUNICIPALIZZATE (*)	151	152	378	40%	4.000	607	131
parziale CHP civile		1.240	1.187	2.320	50%	5.345	6.633	1.108
	AUTOPRODUTTORI	644,82	626	1.385	45%	4.885	3.058	584
	ALTRI	998,58	958	2.386	40%	4.327	4.146	891
parziale CHP industriale (*)		1.643	1.584	3.770	44%	4.606	7.204	1.476
TOTALE CENTRALI AL 2010		10.752	10.244	20.045	50%	5.593	57.888	9.782
TOTALE CENTRALI AL 31.12.2000		8.054	7.661	19.451	38%	4.046	28.622	6.349
TOTALE AGGIUNTIVO RISPETTO AL 31.12.2000		2.698	2.583	594			29.266	3.433
(*) I dati sono stati incrementati del 10% rispetto al valore del 31.12.2000								
ALTRE CENTRALI DI CUI SI E' A CONOSCENZA al 30.04.2002								
VILLA AL SERIO (BG)	ITALCEMENTI	300	279	524	53%	6.000	1.674	272
CASEI GEROLA (PV)	EDISON TERMOELETTRICA SPA	780	758	1.330	55%	6.000	4.548	711
MANTOVA (MN)	RAFFINERIA IES	150	142	283	50%	6.000	852	147
ALZANO LOMBARDO o STEZZANO (BG)	AUSTRIAN ENERGY	400	378	709	53%	6.000	2.268	368
OFFLAGA (BS)	INTERNATIONAL POWER/ANSALDO ENERGIA	1.600	1.520	2.605	58%	6.000	9.120	1.352
CALVISANO (BS)	SOCIETA' ELETTRICA BRESCIANA SCARL	398,45	389	693	56%	6.000	2.333	360
CREMONA (CR)	E-ON ITALIA S.P.A.	800	760	1.400	54%	6.000	4.560	726
CASTELLANZA - OLGiate OLONA (VA)	E-ON ITALIA S.P.A.	400	380	700	54%	6.000	2.280	1.596
CASTRO (BG) o LOVERE (BG)	LUCCHINI	300	285	567	50%	6.000	1.710	970
MOTTA VISCONTI (PV)	E.R. BERGAMO	400	380	756	50%	6.000	2.280	392
MANTOVA (MN)	ECOGEN	120	112	222	50%	6.000	670	115
CORBETTA (MI)	BUSINESS SOLUTIONS GRUPPO FIAT	400	372	740	50%	6.000	2.232	384
S. PAOLO (BS)	E.P.I. (ENERGIA PER L'INDUSTRIA)	400	372	740	50%	6.000	2.232	384
MAIRANO (BS)	SOCIETA' LOMBARDIA ENERGIA S.P.A.	400	372	685	54%	6.000	2.232	355
TOTALE ALTRE CENTRALI IN PREVISIONE		6.848	6.498	11.955			38.991	8.132
B) Di cui in PROCEDURA di AUTORIZZAZIONE, di V.I.A. o VERIFICA REGIONALE iniziale		3.628	3.460	6.120			20.759	3.197
TOTALE AGGIUNTIVO RISPETTO AL 2000 GLOBALE		9.546	9.082	12.549			68.257	11.565
TOTALE COMPLESSIVO		17.601	16.743	32.000			96.878	17.914
TOTALE CENTRALI (A e B) con procedura autorizzativa non conclusa		5.767	5.490	9.858			34.871	5.537

Appendice 12 – L'Accordo di Programma Quadro sull'energia e la graduatoria relativa agli impianti di teleriscaldamento e biomasse

Il 2 febbraio 2001 è stato sottoscritto l'Accordo di Programma Ambiente e Energia che si iscrive nell'ambito delle azioni previste nel protocollo di intesa sottoscritto tra il Ministro dell'ambiente ed il Presidente della Regione Lombardia in data 30 dicembre 1999.

I progetti previsti dall'accordo hanno come obiettivo la concreta attuazione di alcuni significativi interventi di risanamento e salvaguardia ambientale del territorio lombardo.

Nel settore della produzione di energia da fonti non convenzionali, per ridurre le emissioni climalteranti, si è cercato di incentivare la realizzazione di impianti energetici alimentati a biomassa vegetale e la distribuzione tramite reti di teleriscaldamento dell'energia prodotta con tecnologie di cogenerazione urbana e/o da fonti rinnovabili.

In tale contesto, considerato che la sottoscrizione dell'accordo di programma era subordinata alla individuazione puntuale dei progetti e delle opere da realizzare, si è proceduto alla formazione di una graduatoria dei progetti ammissibili.

Le risorse messe a disposizione dallo Stato e dalla Regione hanno consentito di affrontare iniziative altrimenti escluse dalle ordinarie possibilità di spesa.

In **Tabella 12a** sono elencati i consistenti vantaggi energetici ed ambientali derivanti dall'utilizzo della **biomassa vegetale**, quale combustibile alternativo al petrolio, nei cicli di produzione del calore, che comporterà un risparmio complessivo di 44,53 ktep e una diminuzione delle emissioni in atmosfera di circa 0,56 milioni di tonnellate di anidride carbonica nei prossimi 10 anni.

A fronte di un investimento dichiarato di 196 miliardi di lire, il contributo stanziato con l'accordo di programma è stato pari a circa 35 miliardi di lire, mentre con un successivo Decreto del Ministero dell'Ambiente del maggio 2001, sono stati stanziati ulteriori risorse pari a 13,7 miliardi di lire provenienti dai fondi della carbon tax (Legge 448/98) che hanno permesso di completare la graduatoria dei progetti già considerati ammissibili e non finanziati, precedentemente per mancanza di fondi.

Per il **teleriscaldamento** i vantaggi energetici ed ambientali, illustrati nella **Tabella 12b**, sono consistenti se si considera che, con l'incentivazione degli interventi ammessi in graduatoria, sarà possibile conseguire un risparmio di 1,32 Mtep nei prossimi 10 anni e una riduzione delle emissioni in atmosfera di circa 1,72 milioni di tonnellate di anidride carbonica (si veda le A fronte di un investimento dichiarato per la realizzazione di impianti di teleriscaldamento di 488 miliardi di lire, l'Accordo di Programma ha garantito la copertura di 55 miliardi di Lire, mentre i fondi stanziati, successivamente, con Decreto del Ministero dell'Ambiente del maggio 2001 e provenienti dalle risorse della carbon tax (Legge 448/98), corrispondenti a 9,1 miliardi di Lire, hanno permesso il finanziamento integrale dei restanti progetti inseriti come ammissibili nella graduatoria del teleriscaldamento.

In **Tabella 12c** sono state indicate alcune caratteristiche tecniche degli impianti di teleriscaldamento ammessi in graduatoria.

Dopo la notifica dei provvedimenti di cui sopra all'Unione Europea per la formalizzazione ed approvazione degli aiuti individuati, saranno realizzati i 39 interventi, di cui 17 impianti alimentati a biomasse e 22 impianti di teleriscaldamento, localizzati, prevalentemente, in Valtellina e nel triangolo industriale Milano -Brescia -Como.

A fronte dei 680 miliardi di Lire di investimento complessivo, i fondi della carbon tax coprono 24,7 miliardi di lire e l'accordo di programma interviene con un sostegno finanziario di 90 miliardi di Lire, riconoscendo i consistenti vantaggi energetici ed ambientali che tale operazione sarà in grado di generare.

Si consideri che, a fronte dei 680 miliardi di Lire investiti si potranno risparmiare annualmente circa 136.000 tep/anno, permettendo, altresì, di evitare l'immissione in atmosfera di circa 230.000 tonnellate/anno di anidride carbonica.

Tale operazione pone la Regione Lombardia tra gli effettivi attuatori degli impegni assunti nella conferenza di Kyoto per l'abbattimento delle emissioni climalteranti.

Tabella 12a - Elenco degli impianti alimentati a biomassa ammessi in graduatoria (Fonte: Elaborazione dell'Unità Organizzativa Risorse Energetiche e Reti Tecnologiche)

SOGGETTO PROPONENTE	Provincia intervento	INVESTIMENTO DICHIARATO in milioni di Lire e Euro		FINANZIAMENTO in milioni di Lire e Euro		Risparmio energetico tep/a (*)	Emissioni evitate di CO ₂ t/a (**)
A. Ospedale di Circolo e Fondazione Macchi- Cuasso al Monte	VA	6.070	3,13	2.422	1,25	159	2.404
TCVVV SPA Esine	BS	6.900	3,56	2.227	1,15	13	2.556
Comune di Menconico	PV	300	0,15	120	0,06	7	120
SO.SV.A.V.SPA di Ponte di Legno	BS	7.200	3,72	2.840	1,47	602	4.907
TCVVV SPA Livigno	SO	41.950	21,67	3.292	1,70	141	4.727
TCVVV SPA Tirano	SO	11.700	6,04	4.609	2,38	128	5.044
AEM SPA Cremona	CR	12.863	6,64	5.124	2,65	102	7.301
F & P SPA Riso Gallo	PV	11.730	6,06	4.613	2,38	2.036	9.330
T.S.N. SRL Sellero	BS	14.500	7,49	4.655	2,40	268	3.430
TCVVV SPA Corteno Golgi	BS	1.254	0,65	353	0,18	6	361
TCVVV SPA Valfurva	SO	10.100	5,22	2.639	1,36	127	2.111
Comune di Garlasco	PV	4.980	2,57	1.832	0,95	92	1.517
Comune di Lomello (parte)	PV	4.080	2,11	274	0,14	74	1.216
TOTALE FINANZIATO CON L'ACCORDO DI PROGRAMMA		133.627	69,01	35.000	18,08	3.754	45.022
Comune di Lomello (altra parte)	PV			1.228,2	0,63		
Comune di Sedrina	BG	9.000	4,65	3.047,2	1,57	203	2.170
A.T.I. Sulzano	BS	19.300	9,97	6.773,2	3,50	325	4.536
FRAVT SRL Marmentino	BS	6.551	3,38	1.140,4	0,59	60	584
FRAVT SRL Collio (parte finanziata)	BS	23.100	11,93	1.522,11	0,79	111	3.825
TOTALE FINANZIATO CON I FONDI DELLA CARBON TAX		57.951	29,93	13.711,1	7,08	699	11.115
TOTALE COMPLESSIVO		191.578	98,94	48.710,9	25,16	4.453	56.137
FRAVT SRL Collio (altra parte)	BS			6.075	3,14		
(*) calcolato facendo la media annuale dell'energia risparmiabile in 10 anni nell'ipotesi in cui i primi anni l'impianto non funzioni a pieno regime							
(**) corrispondenti alla media annuale dell'anidride carbonica emessa in 10 anni nell'ipotesi in cui i primi anni l'impianto non funzioni a pieno regime							

Tabella 12b - Elenco degli impianti di teleriscaldamento ammessi in graduatoria (Fonte: Elaborazione dell'Unità Organizzativa Risorse Energetiche e Reti Tecnologiche)

	TITOLO DEL PROGETTO	PROVINCIA INTERVENTO	INVESTIMENTO DICHIARATO in Milioni di lire e Euro		FINANZIAMENTO in Milioni di Lire e Euro		risparmio energetico tep/a (*)	emissioni evitate di CO ₂ t/a (**)
AEM spa Milano	Q.re Famagosta di Milano	MI	29.863	15,42	5.798	2,99	4.278,4	14.803,5
ASM Voghera	Voghera Est	PV	16.150	8,34	2.600	1,34	1.829,1	11.278,9
AEM spa Milano	Q.re Gallarate (Milano)	MI	22.902	11,83	4.148	2,14	91.072,9	8.252,0
ASM spa Brescia	Villaggio Violino	BS	775	0,40	77,28	0,04	78,0	334,2
CONSORZIO NORD MI	Varedo-Bovisio	MI	43.405	22,42	7.452	3,85	1.774,7	3.892,1
AGAM spa Monza	area ex Simmenthal	MI	8.060	4,16	1.511	0,78	1.210,8	3.480,0
ASM spa Brescia	Villaggio Sereno	BS	2.693	1,39	228,06	0,12	290,0	1.375,3
BAS spa	Bergamo Ovest	BG	38.200	19,73	3.820	1,97	7.594,8	34.342,2
AGAM spa Monza	Estensione area ex NEI	MI	4.512	2,33	520,5	0,27	1.016,3	2.888,0
SNAM-SIECO	Estensione S. Donato Milanese	MI	16.348	8,44	648	0,33	2.563,0	3.396,0
VALDISOTTO SERVIZI	ospedale di Sondalo	SO	12.776	6,60	2.351	1,21	1.383,0	10.513,7
AEM spa Milano	Policlinico Milano	MI	22.073	11,40	4291,10	2,22	4.096,4	16.709,5
COMUNE DI ROGNO	Comune di ROGNO	BG	1.445	0,75	258,121	0,13	129,8	582,9
TEA spa Mantova	Chiesa Nuova - Dosso	MN	95.425	49,28	1.990	1,03	6.210,2	12.992,8
AEM spa Milano	"Città-2000" di Rogoredo	MI	12.836	6,63	2.164	1,12	1.026,7	3.966,5
TCVVV	Livigno	SO	41.950	21,67	5.896	3,04	145,0	6.816,2
FEN ENERGIA	Comune di BRENO	BS	6.854	3,54	1.091	0,56	247,2	3.170,1
AEM Cremona	area Nord-Ovest	CR	38.943	20,11	6.712	3,47	3.061,3	15.584,7
COMOCALOR spa (parte)	Estensione rete	CO	37.284	19,26	3.445	1,78	2.104,2	11.599,8
TOTALE FINANZIATO CON ACCORDO DI PROGRAMMA			452.494	233,69	55.000	28,41	130.111,8	165.978,4
COMOCALOR spa (altra parte)	Estensione rete	CO			3.023,92	1,56		
BAS spa	Centro Storico di Bergamo	BG	12.900	6,66	2.194,07	1,13	527,5	1.830,3
COMUNE di Pero	Comune di PERO	MI	8.998	4,65	1.161,00	0,60	265,1	1.547,1
BAS spa	Q.re Loreto	BG	14.100	7,28	2.631,6	1,36	987,2	3.353,1
TOTALE FINANZIATO CON I FONDI DELLA CARBON TAX			35.998	18,59	9.011	4,65	1.779,8	6.730,5
TOTALE COMPLESSIVO			488.492	252,29	64.011	33	131.891,6	172.708,9

(*) calcolato facendo la media annuale dell'energia risparmiabile in 10 anni nell'ipotesi in cui i primi anni l'impianto non funzioni a pieno regime

(**) corrispondenti alla media annuale dell'anidride carbonica emessa in 10 anni nell'ipotesi in cui i primi anni l'impianto non funzioni a pieno regime

Tabella 12c- Principali caratteristiche tecniche degli impianti di teleriscaldamento ammessi in graduatoria (Fonte: Elaborazione dell'Unità Organizzativa Risorse Energetiche e Reti Tecnologiche)

SOGGETTO PROPONENTE	TITOLO DEL PROGETTO	Provincia intervento	Volumetria (mc)	Fabbisogno annuo a bocca d'utenza [MWhth]	Energia elettrica netta all'utenza (GWh)	Energia termica netta all'utenza (GWh _t)	Energia termica netta all'utenza (tep)
AEM spa Milano	Teleriscaldamento Q.re Famagosta di Milano	MI	2.450.000	127.710	31,21	127,71	10.983
ASM Voghera	Teleriscaldamento Voghera Est	PV	667.250	23.839	21,40	23,80	2.047
AEM spa Milano	Rete di teleriscaldamento Q.re Gallarate (Milano)	MI	4.800.000	146.700	374,40	146,70	12.616
ASM spa Brescia	Lotto 10/a - Villaggio Violino (Brescia)	BR	41.494	1.448	1,32	0,64	55
CONSORZIO NORD MI	Rete di teleriscaldamento Varedo-Bovisio	MI	1.217.000	45.960	6,30	46,00	3.956
AGAM spa Monza	Teleriscaldamento area ex Simmenthal di Monza	MI	730.000	26.423	12,76	26,48	2.277
ASM spa Brescia	Lotto 1/a Villaggio Sereno (Brescia)	BR	109.729	3.829	1,70	3,50	301
BAS spa	Teleriscaldamento Bergamo Ovest	BG	1.071.000	138.023	76,76	138,02	11.870
AGAM spa Monza	Estensione 3° lotto teleriscaldamento area ex NEI di Monza	MI	955.000	29.822	8,90	29,82	2.565
SNAM-SIECO	Estensione teleriscaldamento S. Donato Milanese (MI)	MI	829.838	30.337	30,19	46,07	3.962
VALDISOTTO SERVIZI	Cogenerazione ospedale di Sondalo (SO)	SO	550.000	48.000	46,00	48,00	4.128
AEM spa Milano	Cogenerazione Policlinico Milano	MI	1.166.601	67.500	35,70	67,50	5.805
COMUNE DI ROGNO	Teleriscaldamento Comune di ROGNO	BG	53.700	2.202	0,82	2,20	189
TEA spa Mantova	Rete di teleriscaldamento Chiesa Nuova - Dosso (Mantova)	MN	3.476.100	147.605	885,40	463,60	39.870
AEM spa Milano	Teleriscaldamento Piano di Recupero Urbano "Città-2000" di Rogoredo (Milano)	MI	712.000	21.700	12,00	21,70	1.866
TCVVV	Teleriscaldamento di Livigno	SO	1.100.000	59.559	17,61	59,60	5.126
FEN ENERGIA	Teleriscaldamento Comune di BRENO (BS)	BS	344.100	14.440	2,02	14,45	1.243
AEM Cremona	Teleriscaldamento area Nord-Ovest di Cremona	CR	1.300.304	40.212	55,47	40,21	3.458
COMOCALOR spa	Estensione rete di teleriscaldamento di Como	CO	1.577.000	47.310	29,14	47,31	4.069
TOTALE FINANZIATO CON ACCORDO DI PROGRAMMA			23.151.116	1.022.619	1.649,10	1.353,31	116.385
BAS spa	2° lotto teleriscaldamento Centro Storico di Bergamo	BG	814.350	20.450	0	20,45	1.759
COMUNE DI Pero	Teleriscaldamento Comune di PERO (MI)	MI	650.000	21.150	0	21,15	1.819
BAS spa	Teleriscaldamento Q.re Loreto di Bergamo	BG	485.000	20.450	0	17,00	1.462
TOTALE FINANZIATO CON I FONDI DELLA CARBON TAX			1.949.350	62.050	0	58,60	5.040
TOTALE COMPLESSIVO			25.100.466	1.084.669	1.649,10	1.411,91	121.425

Appendice 13 – I bandi per la promozione delle tecnologie solari

13.1 SOLARE TERMICO

Nel 2001 la Direzione Generale Risorse Idriche e Servizi di Pubblica Utilità ha emanato un primo bando per l'incentivazione di impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria.

Il bando, chiuso il 31 Ottobre 2001, ha dato i seguenti risultati:

- domande presentate 564 di cui 519 ammissibili a contributo;
- metri quadrati di collettori solari termici installati: circa 4000;
- energia producibile: 3.000 MWh/anno pari a 425 Tep/anno di energia primaria risparmiata;
- CO₂ evitata: circa 1000 tonnellate/anno;
- investimento: circa 3.800.000 Euro;
- contributi regionali richiesti: circa 900.000 Euro;

Per il futuro, a seguito dell'Accordo di Programma siglato con il Ministero Ambiente si prevede di erogare i seguenti contributi:

- 2002: 1.500.000 Euro
- 2003: 3.000.000 Euro
- 2004: 5.500.000 Euro

In totale al 2005 si prevedono:

- 40.000.000 di Euro di investimenti
- 10.000.000 di Euro di contributi
- 45.000 m² di collettori installati
- 35.000.000 di kWh/anno producibili
- 5.000 tep/anno risparmiate;
- 12.000 tonnellate/anno di CO₂ evitata.

13.2 SOLARE FOTOVOLTAICO

Per quanto riguarda il Fotovoltaico a fine novembre 2001 è stato emanato un primo bando di incentivazione con una dotazione finanziaria di quasi 4.500.000 di Euro di cui 3.000.000 di Euro del Ministero Ambiente e 1.500.000 di Euro della Regione Lombardia per un investimento atteso di circa 6.200.000 di Euro (co-finanziamento al 75%).

Con tali risorse si conta di incentivare la realizzazione di circa 800 kWp per una producibilità di oltre 1.000 MWh/anno.

I risultati del primo bando, chiuso nel marzo 2002, indicano come la sensibilità verso le fonti energetiche rinnovabili ed, in particolare, nei riguardi di queste tecnologie, sia fortemente aumentata rispetto agli anni '90. Infatti, sono pervenute quasi 700 domande per un ammontare di oltre 20 milioni di Euro di contributi.

Per il 2002 il Ministero dell'Ambiente ha già messo a disposizione ulteriori 2.750.000 di Euro ai quali si aggiungono altri 2.750.000 di Euro della Regione Lombardia per un investimento atteso di oltre 8.200.000 di Euro (co-finanziamento al 70%).

Si ipotizza di incentivare la realizzazione di ulteriori 1.100 kWp per una producibilità di circa 1.400 MWh/anno.

Appendice 14 – Reti di interconnessione di energia elettrica e gas metano

In **Tabella 14a** sono elencate le linee elettriche ad alta tensione che permettono l'interconnessione con la Svizzera e con altre regioni italiane.

Tabella 14a - Elettrodotti ad alta tensione di interconnessione con l'estero o interregionali

SIGLA ENTE	CODICE ENTE	NOME IMPIANTO	TIPO TERNA	TENSIONE kV	LUNGHEZZA km	CONFINE
EX ENEL	383-DT	BAGGIO (MI) - CASTELNUOVO SCRIVIA (AL)	semplice	380	60,77	PIEMONTE
EX ENEL	381-DT	BULCIAGO (CO) - SOAZZA P.1 (CH)	semplice	380	76,39	SVIZZERA
EX ENEL	351-DT	CASTELNUOVO S. (AL) - VIGNOLE B. (AL)	semplice	380	6,45	PIEMONTE
EX ENEL	344-DT	DUGALE P.19 (VR) - OSTIGLIA (MN)	semplice	380	7,44	VENETO
EX ENEL	370-DT	LAVORGO P.20 (CH) - MUSIGNANO (VA)	semplice	380	6,05	SVIZZERA
EX ENEL	306-DT	LONATO (BS) - NOGAROLE ROCCA (VR)	semplice	380	19,45	VENETO
EX ENEL	345-DT	MARTIGNONE P.33 (BO) - SERMIDE (MN)	semplice	380	16,25	EMILIA R.
EX ENEL	318-DT	OSTIGLIA (MN) - FERRARA (FE)	semplice	380	18,60	EMILIA R.
EDISON	221	APUANIA (FI) - TAVAZZANO (LO) o TAVAZZANO (LO) - C.T.E. SARMATO (PV)	semplice	220	160,97	EMILIA R.
EDISON	202	CEDEGOLO (BS) - TAIÒ (TN)	semplice	220	77,05	TRENTINO
EDISON	226	CESANO M. (MI) - GLORENZA (BZ)	semplice	220	195,86	TRENTINO
EDISON	220	COLA' frazione di LAZZISE (VR) - TAVAZZANO (LO)	semplice	220	110,13	VENETO
EDISON	210	MANTOVA (MN) - SANDRA' (VR)	semplice	220	33,15	VENETO
EX ENEL	287-DT	BIELLA EST P.7 (VC) - CISLAGO (MI)	semplice	220	24,35	PIEMONTE
EX ENEL	243-DT	CIMEGO P.35 (TN) - NAVE (BS)	doppia	220	35,56	TRENTINO
EX ENEL	244-DT	CIMEGO P.35 (TN) - NAVE 2 (BS)	doppia	220	35,60	TRENTINO
EX ENEL	261-DT	GARGNANO P.91 (BS) - S. MASSENZA (TN)	semplice	220	20,42	TRENTINO
EX ENEL	281-DT	GORDUNO P.87 (CH) - MESE (SO)	semplice	220	32,15	SVIZZERA
EX ENEL	254-DT	MARCARIA (MN) - BUSSOLENGO S.S.P. 19 (VR)	semplice	220	30,50	VENETO
EX ENEL	291-DT	NAVE P.91 (BS) - TORBOLE (TN)	semplice	220	35,83	TRENTINO
EX ENEL	271-DT	NOVARA SUD P. 101 (NO) - MAGENTA (MI)	semplice	220	6,88	TRENTINO
EX ENEL	259-DT	OSTIGLIA (MN) - BUSSOLENGO P.631 (VR)	semplice	220	46,31	VENETO
EX ENEL	260-TR.3-DT	OSTIGLIA AL. P.117 (MN) - BUSSOLENGO (VR)	semplice	220	17,00	VENETO
EX ENEL	223-DT	PALLANZENO (NO) - MAGENTA (MI)	semplice	220	17,42	PIEMONTE
EX ENEL	267-DT	ROBBIA P1 (CH) - SONDRIO (SO)	semplice	220	25,01	SVIZZERA
EDISON	074	NERVIANO (MI) - NOVARA (NO)	semplice	130	29,05	PIEMONTE
EDISON	037	VIGEVANO (PV) - NOVARA (NO)	semplice	130	22,38	PIEMONTE
EX ENEL	408-DT	CAMPOCOLOGNO (CH) - POSCHIAVINO (SO)	semplice	130	1,88	SVIZZERA
EX ENEL	492-DD	CASTELNUOVO (AL) - SANNAZZARO (PV)	semplice	130	7,58	PIEMONTE
EX ENEL	178-TR.1-DD	CREMONA DT (CR) - MANGIMIFICIO AL. (VR)	doppia	130	7,62	VENETO
EX ENEL	178-TR.1-DD	CREMONA DT (CR) - MANGIMIFICIO AL. (VR)	doppia	130	7,62	VENETO
EX ENEL	695-DD	MANTOVA (MN) - NOGAROLE P.64 (VR)	semplice	130	14,19	VENETO
EX ENEL	485-DD	MEDE (PV) - CASTELNUOVO (AL)	semplice	130	10,93	PIEMONTE
EX ENEL	786-DD	POZZOLENGO (BS) - BUSSOLENGO P.52 (VR)	semplice	130	13,41	VENETO
EX ENEL	488-DD	ROBBIO (PV) - VERCELLI o d. F.S. (VC)	semplice	130	6,33	PIEMONTE
EX ENEL	472-DD	SAFFA UT. (MI) - SARPOM. UT. (NO) - AGIP UT. (NO)	semplice	130	4,61	PIEMONTE
EX ENEL	159-DD	VARZI (PV) - PONTECURONE (AL)	semplice	130	34,34	PIEMONTE
EX ENEL	037-DD	VIGEVANO OVEST (PV) - NOVARA EDISON (NO)	semplice	130	0,66	PIEMONTE
EX ENEL	154-DD	VOGHERA (PV) - CASTELNUOVO (AL)	semplice	130	8,94	PIEMONTE
F.S.		CREVALCORE (BO) - OSTIGLIA (MN)	semplice	130	43,10	EMILIA R.
F.S.		MORTARA (PV) - NOVARA (NO)	semplice	130	25,56	PIEMONTE
F.S.		MORTARA (PV) - VALENZA (AL)	semplice	130	29,20	PIEMONTE
F.S.		NOVARA (NO) - RHO (MI)	semplice	130	33,29	PIEMONTE
F.S.		OSTIGLIA (CR) - VERONA (VR)	semplice	130	41,50	VENETO
		linee elettriche con tensione di 380 kV della società Terna (ex Enel)				
		linee elettriche con tensione di 220 kV della società Terna				
		linee elettriche con tensione di 132 kV della società Terna				
		linee elettriche con tensione di 132 kV della società Enel distribuzione				
		linee elettriche con tensione di 220 o 132 kV di esercenti diversi da Terna ed Enel Distribuzione (terzi)				

I **metanodotti**, di proprietà della Società SNAM Rete Gas, e gli **oleodotti** lombardi di interconnessione con l'estero o che si sviluppano nel territorio di confine con le altre regioni italiane sono indicati nelle **Tabelle 14b e 14c**:

Tabella 14b - Gasdotti della rete primaria di interconnessione con l'estero o interregionali

PERCORSO GASDOTTO	ENTE	CODICE	GESTORE	DIAMETRO	LUNGHEZZA	CONFINE
		ENTE	IMPIANTO	TUBAZIONI	REGIONALE	
				pollici	km	
POZZO VILLAFORTUNA 4 (MI) - POZZO VILLAFORTUNA 1 (PIEMONTE)	AGIP	05068	AGIP	10"	4,30	PIEMONTE
BRONI (PV) - GAVI (AL)	SNAM	3 C	SNAM	16"	13	PIEMONTE
CAMISANO (VI) - VICENZA (VI) - SERGNANO (CR)	SNAM	5 D	SNAM	36"	83	VENETO
CORTEMAGGIORE (PC) - ALESSANDRIA (AL)	SNAM	1C	SNAM	36"	31,94	EMILIA R. - PIEMONTE
CORTEMAGGIORE (PC) - RIPALTA (CR)	SNAM	10 D	SNAM	30"	29,80	EMILIA R.
CORTEMAGGIORE (PC) - RIPALTA (CR)	SNAM	11 D	SNAM	48"	28,50	EMILIA R.
CORTEMAGGIORE (PC) - TORINO (TO)	SNAM	4 C	SNAM	16"	57,67	EMILIA R. - PIEMONTE
MASERA (VB) - MORTARA (PV)	SNAM	DA REALIZZARE	SNAM	48"	23,00	PIEMONTE
MORTARA (PV) - FORMAZZA (VB) - PASSO GRIESS (CH) (ex NOVARA - PASSO GRIESS)	SNAM	32 C	SNAM	34"	10,83	PIEMONTE/SVIZZE RA
MORTARA (PV) - ALESSANDRIA (AL)	SNAM	31 C	SNAM	24"	24,84	PIEMONTE
MORTARA (PV) - CHIVASSO (TO)	SNAM	30 C	SNAM	42"	18,25	PIEMONTE
TRASVERSALE LOMBARDA / VERUNO (NO) - SERGNANO (CR)	SNAM	1D	SNAM	24" - 30"	55,76	PIEMONTE
VERUNO (NO) - SERGNANO (CR) / TRASVERSALE LOMBARDA	SNAM	9 C	SNAM	30"	63,73	PIEMONTE
VIGASIO (VR) - SAN GIORGIO DI MANTOVA (MN)	SNAM	9 D	SNAM	20"	6,85	VENETO

Tabella 14c - Oleodotti interconnessi con l'estero o interregionali

PERCORSO OLEODOTTO	ENTE	CODICE	GESTORE	PRODOTTO	DIAMETRO	LUNGHEZZA	FINE	CONFINE
		ENTE	IMPIANTO	TRASPORTATO	TUBAZIONI (POLLICI)	REGIONALE (km)	ESERCIZIO	
TRECATTE (NO) - FERRERA (PV)	AGIP	25	PRAOIL	GREGGIO	16"	36		PIEMONTE
FERRERA (PV) - SANNAZZARO (PV) - VOLPIANO (TO) / SANNAZZARO (PV) - VOLPIANO (MI)	AGIP PETROLI	19	PRAOIL	GASOLIO, PETROLIO LAMPANTE, BENZINE	10 3/4"	28		PIEMONTE
SANNAZZARO (PV) - FIORENZUOLA (PC)	AGIP PETROLI	39	PRAOIL	BENZINE, GASOLIO, PETROLIO LAMPANTE	10 3/4"	47,45		EMILIA R.
SANNAZZARO (PV) - LA CASELLA (PC)	AGIP PETROLI	38	PRAOIL	OLIO COMBUSTIBILE	12 3/4"	48,58	INERTIZZATO	EMILIA R.
CREMONA (CR) - PIACENZA (PC)	ENEL			PRODOTTI		1		EMILIA R.
TRECATTE (NO) - ARLUNO (MI)	ESSO			PRODOTTI BIANCHI (BENZINA, GASOLIO)		11		PIEMONTE
TRECATTE (NO) - TURBIGO (MI)	ESSO			OLIO COMBUSTIBILE		13		PIEMONTE
TRECATTE (NO) - ARLUNO (MI)	ESSO/ SARPOM			OLIO COMBUSTIBILE, GASOLIO		11		PIEMONTE
FERRERA (PV) - CARROSIO (AL) - ARQUATA (AL)	PRAOIL	13 - 14	PRAOIL	GASOLIO, BENZINE	12 3/4"	7,35	INERTIZZATO IL N. 13	PIEMONTE
FERRERA (PV) - G.S. BERNARDO (AO) - AIGLE (CH)	PRAOIL	18	PRAOIL	GREGGIO, GASOLIO, VIRGIN NAFTA	20"	28		SVIZZERA
SANNAZZARO (PV) - CHIVASSO (TO) / FERRERA (PV) - CHIVASSO (TO)	PRAOIL	20	PRAOIL	GREGGIO	18"	28	INERTIZZATO	PIEMONTE
CREMONA (CR) - CARROSIO (AL) - GENOVA PEGLI (GE)	TAMOIL			GASOLIO, VIRGIN NAFTA	21 km in 14" e 8 km in 12"	29	FUORI ESERCIZIO	PIEMONTE/ LIGURIA
TAVAZZANO (MI) - TRECATTE (NO)	TAMOIL			PRODOTTI		57		PIEMONTE

Appendice 15 – Prospettive di sviluppo tecnologico più promettenti per l'aumento dell'efficienza d'uso dell'energia per alcuni settori industriali

Siderurgia:	compattazione del ciclo (colaggio delle lamiere sottili a misura finita, colata a forma finita nelle fonderie per prodotti ad alta tecnologia); recupero dei fumi per preriscaldamento del rottame; passaggio ghisa acciaio in forno unico;
Materiale da costruzione:	cottura rapida dei laterizi; riciclo dei gas combusti e recuperi termici nei laterizi e nel cemento; utilizzo di rifiuti nella combustione;
Meccanica:	ottimizzazione e controlli automatici di processo; recupero solventi con o senza combustione; sistemi di verniciatura più efficienti,
Chimica:	cogenerazione, gassificazione; razionalizzazione energetica; modifiche tecnologiche;
Tessile e abbigliamento:	riciclo acque di lavaggio; taglio ad acqua;
Agro – alimentare:	cogenerazione anche con utilizzo di biomasse; riciclo acque di processo; pompa di calore; ricompressione meccanica delle fumane; ricompressione meccanica del vapore; sterilizzazione indiretta; macchina frigorifera ad assorbimento;
Petrochimico:	cogenerazione; catalizzatori innovativi per il reforming; gassificazione nel cracking; pompe da vuoto meccaniche;
Carta e cartoni:	ulteriore sviluppo della cogenerazione; incremento della pressatura meccanica; miglioramento della pressatura meccanica; miglioramento dell'efficienza dell'essiccazione; incremento dell'impiego di fibre riciclate; formatura a secco;
Legno – arredo:	recupero energetico scarti combustibili; recupero solventi con o senza combustione; sistemi di verniciatura più efficienti; motori elettrici ad alto rendimento;
Concario:	cogenerazione; minor consumo di reagenti per il trattamento delle acque reflue;
Gomma e materie plastiche:	riciclo scarti di lavorazione; cogenerazione, pirolisi autosostenuta;
Vetro e ceramica:	ossicombustione forni elettrici nel vetro; cogenerazione nelle piastrelle ceramiche;
Metalli non ferrosi:	sostituzione elettrodi al carbonio nei processi elettrolitici; processo idrometallurgico per il recupero del piombo da accumulatori esauriti; processo misto idro – pirometallurgico per il recupero da piombo da accumulatori esauriti.