



MONITORAGGIO 2011-2015

PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE (PEAR)

MONITORAGGIO 2011-2015 DEL PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE (PEAR)

Versione: Gennaio 2018

Riproduzione autorizzata citando la fonte.

Assessorato Attività produttive, energia, politiche del lavoro ed ambiente

P.zza della Repubblica, 15

11100 – Aosta

Ing. Tamara Cappellari, Ing. Raoul Cavorsin

Redazione del documento a cura di:



Finaosta S.p.A. - COA energia

Via Festaz, 22

11100 - Aosta

Ing. Rosalia Guglielminotti, Ing. Genny Brunet

Con la collaborazione di: Ing. Daniele Boggio Marzet

SOMMARIO

PREMESSA	14
SINTESI DEL DOCUMENTO	16
1. NORMATIVE DI RIFERIMENTO	27
1.1 NORMATIVA EUROPEA	27
1.2 NORMATIVA NAZIONALE	27
1.3 NORMATIVA REGIONALE	28
2. SINTESI DEL PEAR	30
3. METODOLOGIA DI MONITORAGGIO	34
3.1 ANALISI DEL SISTEMA ENERGETICO REGIONALE	35
3.2 BURDEN SHARING	38
3.3 MONITORAGGIO PREVISTO DALLA PROCEDURA DI VAS	41
3.3.1 INDICATORI DI CONTESTO.....	42
3.3.2 INDICATORI DI MONITORAGGIO.....	43
4. ANALISI DI CONTESTO	45
4.1 IL TERRITORIO E IL CLIMA	45
4.1 POPOLAZIONE E DINAMICA DEMOGRAFICA.....	49
4.1.1 LA POPOLAZIONE RESIDENTE	49
4.1.2 INDICE DI VECCHIAIA	51
4.1.3 INDICE DI DIPENDENZA (DAGLI ANZIANI)	52
4.1.4 DENSITÀ ABITATIVA	53
4.1.5 INDICE DI CONCENTRAZIONE TERRITORIALE	54
4.2 LE ATTIVITA' ECONOMICHE: PRODUZIONI E SERVIZI	55
4.2.1 PRODOTTO INTERNO LORDO	55
4.2.2 VALORE AGGIUNTO PER SETTORE DI ATTIVITÀ ECONOMICA	55
4.2.3 ESPORTAZIONI	56
4.2.4 IMPRESE ATTIVE PER SETTORE DI ATTIVITA'	57
4.2.5 OCCUPAZIONE.....	58
4.3 IL TURISMO	59
4.3.1 CAPACITÀ DEGLI ESERCIZI RICETTIVI PER TIPOLOGIA	59
4.3.2 ARRIVI E PRESENZE.....	61
4.3.3 PERMANENZA MEDIA	62

4.4	IL PARCO EDILIZIO	62
4.4.1	EDIFICI RESIDENZIALI	63
4.4.2	EDIFICI NON RESIDENZIALI	68
4.5	I TRASPORTI	70
4.5.1	IL PARCO VEICOLARE	70
4.5.2	LA MOBILITÀ ELETTRICA	72
4.5.3	IL TRAFFICO DI ATTRAVERSAMENTO	75
4.5.4	IL TRASPORTO FERROVIARIO	76
4.5.5	IL TRASPORTO AEREO	77
4.5.6	TRASPORTO A FUNE	77
5.	MONITORAGGIO PEAR	79
5.1	FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI	80
5.1.1	IDROELETTRICO	80
5.1.2	EOLICO	84
5.1.3	SOLARE FOTOVOLTAICO.....	87
5.1.4	SOLARE TERMICO	90
5.1.5	BIOMASSA	94
5.1.6	BIOGAS.....	98
5.2	EFFICIENZA ENERGETICA	103
5.2.1	FABBISOGNO ENERGETICO DEL SETTORE RESIDENZIALE	103
5.2.2	TELERISCALDAMENTO	104
5.2.3	POMPE DI CALORE	112
5.2	RISULTATI (FER e CFL)	116
5.2.1	FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI (FER).....	116
5.2.1.1	Produzione di energia rinnovabile elettrica FER - E	118
5.2.1.2	Produzione di energia rinnovabile termica FER - C	121
5.2.2	CONSUMI FINALI LORDI (CFL)	124
5.2.2.1	Consumi finali lordi termici (CFL - C + CFL - T)	127
5.2.2.2	Consumi finali lordi elettrici (CFL - E)	138
5.2.3	FOCUS PRODUZIONE E EXPORT ENERGIA ELETTRICA.....	141
5.3	INDICI ENERGETICI	144
6.	VERIFICA DEGLI OBIETTIVI DI PEAR	147
6.1	OBIETTIVO DI BURDEN SHARING	147
6.2	OBIETTIVO DI RIDUZIONE DEI CONSUMI	152
6.3	OBIETTIVO DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO₂	153
7.	RICADUTE AMBIENTALI DEL PEAR	155
7.1	ARIA	155
7.2	ACQUA	162

7.3	SUOLO E BIOSFERA	168
7.4	PAESAGGIO	172
7.5	RADIAZIONI NON IONIZZANTI.....	175
7.6	RIFIUTI.....	176
7.7	RUMORE.....	180
7.8	PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI (VIA)	180
8.	AZIONI E MISURE.....	183
8.1	MISURE A LIVELLO NAZIONALE.....	183
8.1.1	Interventi di sviluppo delle FER	183
8.1.2	Interventi di efficientamento energetico.....	185
8.2	MISURE A LIVELLO REGIONALE.....	192
8.2.1	Misure nell'ambito dell'edilizia residenziale	192
8.2.2	Misure nell'ambito delle attività di impresa.....	194
8.2.3	Misure in ambito agricolo	195
8.2.1	Misure mobilità' elettrica	195
8.3	MISURE PREVISTE IN ALTRE REGIONI	196
8.4	BEST PRACTISE MOBILITA' ELETTRICA	199
9.	CONCLUSIONI	202
	ALLEGATO 1 – BILANCI ENERGETICI REGIONALI (BER) 2007-2015.....	205
	ALLEGATO 2 – DOCUMENTO DI MONITORAGGIO REDATTO NELL'AMBITO DELLA VAS DEL PEAR.....	207
	ALLEGATO 3 – FATTORI DI EMISSIONE CO₂ E CONVERSIONI ENERGETICHE	209

INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 1: MONITORAGGIO FER– andamento della produzione da FER sia termica che elettrica nello scenario di piano, nello scenario libero, nei dati presenti nei BER e nel nuovo scenario	19
FIGURA 2: MONITORAGGIO FER–sulla ripartizione percentuale di produzione rinnovabile elettrica e termica	20
FIGURA 3: MONITORAGGIO FER– produzione da FER – E con andamento rilevato nei BER, nello scenario di piano e nello scenario libero.	20
FIGURA 4: MONITORAGGIO FER–sulla ripartizione percentuale di produzione rinnovabile elettrica tra le varie fonti.....	21
FIGURA 5: MONITORAGGIO FER– produzione da FER – C con andamento rilevato nei BER, nello scenario di piano e nello scenario libero.	21
FIGURA 6: MONITORAGGIO FER–sulla ripartizione percentuale di produzione rinnovabile termica tra le varie fonti.....	22
FIGURA 7: MONITORAGGIO CFL– andamento della produzione da CFL nello scenario di piano, nello scenario libero, nei dati presenti nei BER e nel nuovo scenario.....	22
FIGURA 8: MONITORAGGIO CFL– andamento dei consumi finali lordi totali rilevati nei bilanci energetici regionali dal 2010 al 2015	23
FIGURA 9: MONITORAGGIO CFL TERMICO – distribuzione percentuale dei consumi termici totali da fonti fossili e rinnovabili.	23
FIGURA 10: MONITORAGGIO BURDEN SHARING – calcolo dell’obiettivo di Burden Sharing nel NUOVO SCENARIO ipotizzato dal 2016 al 2020 di sviluppo delle FER e dei CFL.	24
FIGURA 11: OBIETTIVO MANCATE EMISSIONI DI CO ₂ –andamento delle mancate emissioni previste nel PEAR scenario libero e scenario di piano, rilevate nei BER e andamento per il 2016 -2020 del NUOVO SCENARIO.	25
FIGURA 12: Schema riepilogativo dell’obiettivo di Burden Sharing – previsioni al 2020.....	31
FIGURA 13: Riduzione del consumo finale lordo	32
FIGURA 14: Mancate emissioni di CO ₂ : andamento delle mancate emissioni di CO ₂ nello scenario libero e nello scenario di piano dal 2011 al 2020	32
FIGURA 15: Schema sintetico del monitoraggio degli obiettivi di Burden Sharing, del PEAR e delle tempistiche della raccolta dati	34
FIGURA 16: Schema riassuntivo del monitoraggio del PEAR.....	37
FIGURA 17: Composizione dell’obiettivo Regionale di Burden Sharing	39
FIGURA 18: Composizione della componente A “Consumi finali di energia da fonti rinnovabili”	39
FIGURA 19: Composizione della componente G “Consumi finali di energia di prodotti petroliferi”	39
FIGURA 20: Composizione della componente H “Consumi finali di carboni e prodotti derivati”	39
FIGURA 21: Composizione della componente I “Consumi finali di gas”	40
FIGURA 22: Altimetria del territorio regionale (Fonte: ARPA Valle d'Aosta).....	45
FIGURA 23: Distribuzione del territorio regionale alle diverse quote altimetriche (Fonte: ARPA Valle d'Aosta).....	46
FIGURA 24: distribuzione del territorio regionale in %in base alle tipologie di paesaggio naturale e artificiale CLC 2006(fonte: - ARPAA Valle d' Aosta)	46
FIGURA 25: Comuni in Valle d' Aosta per zona climatica (fonte: SCT-VdA)	47
FIGURA 26: Mappa della temperatura media annuale per l'anno 2015(fonte:R.A.V.A Centro Funzionale).	48
FIGURA 27: Andamento delle temperature per alcune stazioni di misura (fonte: IX relazione sullo stato dell’ambiente in Valle d’ Aosta - ARPAAVdA).....	49
FIGURA 28: Andamento della popolazione residente in Valle d’ Aosta e in Italia, valori riferiti al 31 dicembre di ogni anno (fonte :rielaborazione dati Istat)	50

FIGURA 29: Confronto tra la popolazione residente in Valle d'Aosta e in Italia, valori riferiti al 31 dicembre di ogni anno. (fonte: rielaborazione dati Istat)	51
FIGURA 30: Andamento dell'indice di vecchiaia (fonte: rielaborazione dati Istat)	52
FIGURA 31: Andamento dell'indice di dipendenza dagli anziani (fonte: rielaborazione dati Istat)	52
FIGURA 32: Densità abitativa dei comuni anno 2010 (fonte: RAVA Osservatorio economico e sociale)....	53
FIGURA 33: Densità abitativa dei comuni anno 2015 (fonte: RAVA Osservatorio economico e sociale)...	54
FIGURA 34: Indice di concentrazione territoriale nel periodo 2010-2015 (fonte: elaborazione dati Istat)..	54
FIGURA 35: PIL a valori correnti periodo 2010-2015 (fonte: elaborazione dati Istat)	55
FIGURA 36: Valore aggiunto per settore di attività periodo in Valle d'Aosta nel periodo 2010-2015. - (fonte: elaborazione dati Istat).....	56
FIGURA 37: Esportazioni espresse in milioni di euro, confronto tra la Valle d'Aosta e l'Italia. - (fonte: elaborazione dati Istat)	56
FIGURA 38: Imprese attive in Valle d'Aosta per settore anno 2015 (Fonte dati: Unioncamere-Movimprese)	57
FIGURA 39: Imprese attive in Valle d'Aosta per settore anni 2010-2015 - (Fonte dati: Unioncamere- Movimprese).....	57
FIGURA 40: Tasso di occupazione periodo 2010-2015 - (fonte: rielaborazione dati Istat)	58
FIGURA 41: Tasso di disoccupazione anni 2010-2015 - (fonte: elaborazione dati Istat).....	59
FIGURA 42: Capacità degli esercizi ricettivi per tipologia espressa in percentuale di posti letto anno 2015 (fonte: rielaborazione dati Istat)	60
FIGURA 43: Capacità degli esercizi ricettivi per tipologia anni 2010-2015 (fonte: rielaborazione dati Istat)	60
FIGURA 44: Arrivi di turisti in Valle d'Aosta anni 2010-2015 (fonte: rielaborazione dati Istat e R.AV.A.)	61
FIGURA 45: Presenze di turisti in Valle d'Aosta anni 2010-2015 (fonte: rielaborazione dati Istat e R.AV.A.)	61
FIGURA 46: Permanenza media di turisti negli anni 2010-2015 (fonte: rielaborazione dati Istat e R.A.V.A.)	62
FIGURA 47: Distribuzione delle classi energetiche in Valle d'Aosta – APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)	63
FIGURA 48: Distribuzione delle classi energetiche nel Comune di Aosta – APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)	63
FIGURA 49: Numero abitazioni occupate da persone residenti (fonte: rielaborazione dati Istat).....	64
FIGURA 50: Edifici residenziali per anno di realizzazione (fonte: rielaborazione dati censimento 2011)....	64
FIGURA 51: Fabbisogno energetico dell'involucro edilizio degli edifici residenziali – APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat).....	65
FIGURA 52: Fabbisogno energetico dell'involucro edilizio degli edifici residenziali in località con meno di 3000 GG– APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)66	66
FIGURA 53: Fabbisogno energetico dell'involucro edilizio degli edifici residenziali in località con meno di 3000 GG dettaglio 2006-2016 – APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)	66
FIGURA 54: Fabbisogno energetico dell'involucro edilizio degli edifici residenziali in località con GG compresi tra 3.000e 4.000– APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)	66
FIGURA 55: Fabbisogno energetico dell'involucro edilizio degli edifici residenziali in località con GG compresi tra 3.000 e 4.000, dettaglio 2006-2016 - APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)	67
FIGURA 56: Fabbisogno energetico dell'involucro edilizio degli edifici residenziali in località con GG superiori a 4000– APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat).....	67

FIGURA 57: Fabbisogno energetico dell'involucro edilizio degli edifici residenziali in località con GG superiori a 4000 dettaglio 2006-2016 – APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)	68
FIGURA 58: Ripartizione complessiva dei combustibili negli edifici residenziali – APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat).....	68
FIGURA 59: Prestazione dell'involucro edilizio degli edifici non residenziali – APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat).....	69
FIGURA 60: Ripartizione complessiva dei combustibili negli edifici non residenziali – APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat).....	69
FIGURA 61: Andamento dei veicoli circolanti dal 2010 al 2015 (fonte: rielaborazione dati ACI)	70
FIGURA 62: Andamento degli autoveicoli per tipologia di alimentazione (fonte: rielaborazione dati ACI).	71
FIGURA 63: Andamento degli autoveicoli per tipologia di alimentazione (fonte: rielaborazione dati ACI).	71
FIGURA 64: Rapporto autovetture/popolazione (fonte: rielaborazione dati ACI)	72
Figura 65: Flusso di traffico di veicoli al traforo del Monte Bianco (fonte: Osservatorio economico e sociale VdA).....	76
FIGURA 66: Flusso di traffico al traforo Gran San Bernardo (fonte: Osservatorio economico e sociale VdA)	76
FIGURA 67: Linee ferroviarie in Valle d'Aosta (fonte: RFI).....	77
FIGURA 68: Mappa dei comprensori sci alpino (fonte: R.A.V.A SCT)	78
FIGURA 69: MONITORAGGIO IDROELETTRICO – confronto produzioni tra scenario libero, scenario di piano, quanto indicato nel bilancio energetico regionale e ipotesi di nuovo scenario.....	82
FIGURA 70: MONITORAGGIO IDROELETTRICO– confronto andamento delle mancate emissioni di CO ₂ dello scenario di piano con le emissioni desunte dai dati dei bilanci.	83
FIGURA 71: MONITORAGGIO IDROELETTRICO – confronto tra scenario libero, scenario di piano e quanto indicato nel bilancio energetico regionale	83
FIGURA 72: MONITORAGGIO EOLICO – confronto produzioni tra scenario libero, scenario di piano, quanto indicato nel bilancio energetico regionale e ipotesi di nuovo scenario.	85
FIGURA 73: MONITORAGGIO EOLICO– confronto andamento delle mancate emissioni di CO ₂ dello scenario di piano con i BER e il nuovo scenario	86
FIGURA 74: MONITORAGGIO EOLICO – confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto presente nei bilanci energetici.....	86
FIGURA 75: MONITORAGGIO FOTOVOLTAICO – confronto produzioni tra scenario libero, scenario di piano, quanto indicato nel bilancio energetico regionale e ipotesi di nuovo scenario.....	88
FIGURA 76: MONITORAGGIO FOTOVOLTAICO – confronto andamento delle mancate emissioni di CO ₂ dello scenario di piano con le emissioni desunte dai dati dei bilanci.	89
FIGURA 77: MONITORAGGIO FOTOVOLTAICO – confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto presente nei bilanci energetici.....	90
FIGURA 78: MONITORAGGIO SOLARE TERMICO– confronto produzioni tra scenario libero, scenario di piano, quanto indicato nel bilancio energetico regionale e ipotesi di nuovo scenario.....	92
FIGURA 79: MONITORAGGIO SOLARE TERMICO– confronto superfici installate tra scenario libero, scenario di piano e quanto indicato nel bilancio energetico regionale	92
FIGURA 80: MONITORAGGIO SOLARE TERMICO– confronto andamento delle mancate emissioni di CO ₂ dello scenario di piano con le emissioni desunte dai dati dei bilanci.	93
FIGURA 81: MONITORAGGIO SOLARE TERMICO – confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto presente nei bilanci energetici.....	94
FIGURA 82: MONITORAGGIO BIOMASSA– confronto consumi di biomassa tra scenario libero, scenario di piano, quanto indicato nel bilancio energetico regionale e ipotesi di nuovo scenario.....	97
FIGURA 83: MONITORAGGIO BIOMASSE– confronto andamento delle mancate emissioni di CO ₂ dello scenario di piano con le emissioni desunte dai dati dei bilanci.	98

FIGURA 84: MONITORAGGIO BIOMASSA – confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto presente nei bilanci energetici.....	98
FIGURA 85: MONITORAGGIO BIOGAS – confronto energia elettrica tra scenario libero, scenario di piano, quanto indicato nel bilancio energetico regionale e il nuovo scenario proposto	100
FIGURA 86: MONITORAGGIO BIOGAS – confronto energia termica tra scenario libero, scenario di piano, quanto indicato nel bilancio energetico regionale e nuovo scenario	101
FIGURA 87: MONITORAGGIO BIOGAS – confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto presente nei bilanci energetici.....	101
FIGURA 88: MONITORAGGIO BIOGAS – confronto andamento delle mancate emissioni di CO ₂ dello scenario di piano con le EMISSIONI desunte dai dati dei bilanci.	102
FIGURA 89: FABBISOGNO ENERGETICO SETTORE RESIDENZIALE: fabbisogno energetico dell’involucro edilizio degli edifici residenziali in località con meno di 3000 GG– APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat).....	103
FIGURA 90: FABBISOGNO ENERGETICO SETTORE RESIDENZIALE: fabbisogno energetico dell’involucro edilizio degli edifici residenziali in località con meno di 3000 GG dettaglio 2006-2016 – APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat).....	104
FIGURA 91: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO– confronto produzione di energia termiche tra scenario libero, scenario di piano, quanto indicato nel bilancio energetico regionale e ipotesi di nuovo scenario.....	107
FIGURA 92: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO– confronto produzione di energia elettrica tra scenario libero, scenario di piano, quanto indicato nel bilancio energetico regionale e ipotesi di nuovo scenario.....	107
FIGURA 93: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO– confronto andamento delle mancate emissioni di CO ₂ dello scenario di piano con le emissioni desunte dai dati dei bilanci e del nuovo scenario	108
FIGURA 94: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO– indicatori di ricaduta ambientale - suddivisione percentuale di origine della biomassa rilevate nei bilanci energetici regionali	109
FIGURA 95: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO– indicatori di ricaduta ambientale - quantitativi di combustibile utilizzato da fonte energetica rinnovabile e da non rinnovabile rilevato nei bilanci energetici regionali	110
FIGURA 96: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO – confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing per il calore derivato da fonti energetiche rinnovabili e quanto presente nei bilanci energetici.	111
FIGURA 97: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO – confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing per i consumi finali lordi di calore derivato e quanto presente nei bilanci energetici.	111
FIGURA 98: MONITORAGGIO POMPE DI CALORE– confronto produzioni tra scenario libero, scenario di piano, quanto indicato nel bilancio energetico regionale e ipotesi di nuovo scenario.....	113
Figura 99: MONITORAGGIO SOLARE TERMICO– confronto andamento delle mancate emissioni di CO ₂ dello scenario di piano con le emissioni desunte dai dati dei bilanci.	114
FIGURA 100: MONITORAGGIO POMPE DI CALORE – confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto presente nei bilanci energetici.....	115
FIGURA 101: MONITORAGGIO FER– andamento della produzione da FER sia termica che elettrica nello scenario di piano, nello scenario libero, nei dati presenti nei BER e nel nuovo scenario	117
FIGURA 102: MONITORAGGIO FER– confronto al 2015 tra quanto rilevato nei BER e quanto riportato nel PEAR - SCENARIO DI PIANO sulla ripartizione percentuale di produzione rinnovabile elettrica e termica	117
FIGURA 103: MONITORAGGIO FER - E– andamento della produzione da FER E nello scenario di piano, nello scenario libero, nei dati presenti nei BER e nel nuovo scenario.....	118
FIGURA 104: MONITORAGGIO FER– confronto al 2010 tra quanto rilevato nei BER e quanto riportato nel PEAR sulla ripartizione percentuale di produzione rinnovabile elettrica tra le varie fonti	119

FIGURA 105: MONITORAGGIO FER– confronto al 2015 tra quanto rilevato nei BER e quanto riportato nel PEAR sulla ripartizione percentuale di produzione rinnovabile elettrica tra le varie fonti	120
FIGURA 106: MONITORAGGIO FER– confronto al 2020 tra quanto rilevato nei BER e quanto riportato nel PEAR sulla ripartizione percentuale di produzione rinnovabile elettrica tra le varie fonti	120
FIGURA 107: MONITORAGGIO FER– incremento di produzione da FER – E , confronto al 2015 tra la composizione del parco impianti quanto rilevato nei BER e quanto riportato nel PEAR.....	120
FIGURA 108: MONITORAGGIO FER - E– confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto presente nei bilanci energetici.....	121
FIGURA 109: MONITORAGGIO FER - C– andamento della produzione da FER C nello scenario di piano, nello scenario libero, nei dati presenti nei BER e nel nuovo scenario.....	121
FIGURA 110: MONITORAGGIO FER– confronto al 2010 tra quanto rilevato nei BER e quanto riportato nel PEAR sulla ripartizione percentuale di produzione rinnovabile termica tra le varie fonti	123
FIGURA 111: MONITORAGGIO FER– confronto al 2015 tra quanto rilevato nei BER e quanto riportato nel PEAR sulla ripartizione percentuale di produzione rinnovabile termica tra le varie fonti	123
FIGURA 112: MONITORAGGIO FER– confronto al 2020 tra quanto rilevato nei BER e quanto riportato nel PEAR sulla ripartizione percentuale di produzione rinnovabile termica tra le varie fonti	124
FIGURA 113: MONITORAGGIO FER - C– confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto presente nei bilanci energetici.....	124
FIGURA 114: MONITORAGGIO CFL– andamento della produzione da CFL nello scenario di piano, nello scenario libero, nei dati presenti nei BER e nel nuovo scenario.....	125
FIGURA 115: MONITORAGGIO CFL– suddivisione percentuale tra consumi termici e consumi elettrici al 2015 – confronto tra scenario di piano e BER.....	126
FIGURA 116: MONITORAGGIO CFL– suddivisione percentuale tra consumi termici e dei consumi elettrici al 2015.	126
FIGURA 117: MONITORAGGIO CFL– andamento dei consumi finali lordi totali rilevati nei bilanci energetici regionali dal 2010 al 2015	127
FIGURA 118: MONITORAGGIO CFL TERMICO – andamento dei consumi da CFL termico totale nello scenario di piano, nello scenario libero, nei dati presenti nei BER e nel nuovo scenario	128
FIGURA 119: MONITORAGGIO CFL TERMICO – suddivisione dei consumi termici totali da fonti fossili e rinnovabili - confronto tra PEAR e BER al 2015.	128
FIGURA 120: MONITORAGGIO CFL TERMICO – suddivisione dei consumi termici da fonti fossili e rinnovabili.....	129
FIGURA 121: MONITORAGGIO CFL TERMICO – distribuzione percentuale nei BER al 2010 e al 2015 dei consumi termici totali da fonti fossili e rinnovabili.....	131
FIGURA 122: MONITORAGGIO CFL-C e CFL T– confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto presente nei bilanci energetici.....	131
FIGURA 123: CONFRONTO CFL da FER : confronto tra quanto fornito da GSE/Enea (schede metodologiche A1-A8 di Burden Sharing) in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto rilevato nei bilanci energetici.	132
FIGURA 124: CONFRONTO CFL –CALORE DERIVATO (sia da fer che da fossile)– confronto tra quanto fornito da GSE/Enea (scheda metodologica D di Burden Sharing) in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto rilevato nei bilanci energetici.....	132
FIGURA 125: CONFRONTO CFL –OLIO COMBUSTIBILE E GASOLIO - confronto tra quanto fornito da GSE/Enea (schede metodologiche G1 e G8 di Burden Sharing) in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto rilevato nei bilanci energetici.....	133
FIGURA 126: CONFRONTO CFL –GPL E BENZINE - confronto tra quanto fornito da GSE/Enea (schede metodologiche G3 e G4 di Burden Sharing) in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto rilevato nei bilanci energetici.	133

FIGURA 127: CONFRONTO CFL –KEROSENE E CARBOTURBO - confronto tra quanto fornito da GSE/Enea (schede metodologiche G6 e G7 di Burden Sharing) in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto rilevato nei bilanci energetici.	133
FIGURA 128: CONFRONTO CFL –CARBONE - confronto tra quanto fornito da GSE/Enea (schede metodologiche H1-H5 di Burden Sharing) in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto rilevato nei bilanci energetici.	134
FIGURA 129: CONFRONTO CFL –GAS NATURALE- confronto tra quanto fornito da GSE/Enea (scheda metodologica I1 di Burden Sharing) in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto rilevato nei bilanci energetici.....	134
FIGURA 130: MONITORAGGIO CFL TERMICO – andamenti dei consumi da CFL- T termico nello scenario di piano, nello scenario libero, nei dati presenti nei BER e nel nuovo scenario	136
FIGURA 131: MONITORAGGIO CFL TERMICO – andamenti dei consumi da CFL- C termico nello scenario di piano, nello scenario libero, nei dati presenti nei BER e nel nuovo scenario	137
FIGURA 132: MONITORAGGIO CFL C TERMICO 2010 (NETTO TRASPORTI)– suddivisione percentuale dei consumi termici per tipologia di impianto al 2010.....	138
FIGURA 133: MONITORAGGIO CFL C TERMICO 2015 (NETTO TRASPORTI) – suddivisione percentuale dei consumi termici per tipologia di impianto al 2015.....	138
FIGURA 134: MONITORAGGIO CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA – confronto andamento dei consumi di energia elettrica netti.....	140
FIGURA 135: MONITORAGGIO CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA – confronto andamento dei consumi di energia elettrica tra metodologia di Burden Sharing e consumi finali lordi BER.....	141
FIGURA 136: MONITORAGGIO PRODUZIONI DI ENERGIA ELETTRICA – confronto andamento della produzioni di energia elettrica	142
FIGURA 137: MONITORAGGIO PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA: ripartizione della produzione di energia elettrica tra le varie fonti - confronto tra quanto rilevato nei BER e quanto indicato nel PEAR al 2015	142
FIGURA 138: MONITORAGGIO EXPORT DI ENERGIA ELETTRICA – confronto andamento dell’export di energia elettrica.....	143
FIGURA 139: INDICI ENERGETICI – CONSUMO PER ABITANTE confronto tra andamento regionale e nazionale.....	145
FIGURA 140: INDICI ENERGETICI – INTENSITA’ ENERGETICA FINALE confronto tra andamento regionale e nazionale.	146
FIGURA 141: MONITORAGGIO BURDEN SHARING – consumi finali lordi di energia da FER e consumi finali lordi di energia calcolati da GSE/ENEA per la verifica di raggiungimento dell’obiettivo di Burden Sharing.....	149
FIGURA 142: MONITORAGGIO BURDEN SHARING – monitoraggio obiettivo.....	150
FIGURA 143: MONITORAGGIO BURDEN SHARING – calcolo dell’obiettivo di Burden Sharing nel NUOVO SCENARIO ipotizzato dal 2016 al 2020 di sviluppo delle FER e dei CFL.	151
FIGURA 144: OBIETTIVO RIDUZIONE DEI CONSUMI FINALI LORDI –andamento consumi finali lordi rilavati nei BER e confrontati con lo scenario di piano e lo scenario libero.....	152
FIGURA 145: OBIETTIVO MANCATE EMISSIONI DI CO ₂ –andamento delle mancate emissioni previste nel PEAR scenario libero e scenario di piano, rilevate nei BER e andamento per il 2016 -2020 del NUOVO SCENARIO.	154
FIGURA 146:MONITORAGGIO VAS – Serie storica relativa al massimo della media mobile calcolata su 8h. In rosso il valore limite previsto pari a 10 mg/m3. In verde i valori relativi al 2015 (Fonte dati:Report Qualità dell’aria in Valle d’Aosta-Arpa VdA)	156
FIGURA 147:MONITORAGGIO VAS – numero di giorni di superamento della media giornaliera di pm10 pari a 50 µg/m3 negli ultimi 10 anni nelle stazioni di Aosta (fonte dati: report qualità dell’aria in Valle d’Aosta-Arpa VdA).....	157

FIGURA 148: MONITORAGGIO VAS – Numero di giorni di superamento della media giornaliera di PM10 pari a 50 µg/m ³ negli ultimi 10 anni: stazioni di Entrèves, Morgex e Donnas (Fonte dati: Report Qualità dell'aria in Valle d' Aosta-Arpa VdA)	157
FIGURA 149: MONITORAGGIO VAS – Valori medi annuali di PM10 misurati sul territorio regionale negli ultimi 10 anni: stazioni di Aosta (Fonte dati: Report Qualità dell'aria in Valle d' Aosta-Arpa VdA)..	158
FIGURA 150: MONITORAGGIO VAS – Valori medi annuali di PM10 misurati sul territorio regionale negli ultimi 10 anni: stazioni di Entrèves, Morgex e Donnas.(Fonte dati: Report Qualità dell'aria in Valle d' Aosta-Arpa VdA)	158
FIGURA 151: MONITORAGGIO VAS – Serie storica relativa alla media annua nelle stazioni di Aosta. In rosso il valore limite previsto pari a 40µg/m ³ . In verde i valori relativi al 2015.(Fonte dati: Report Qualità dell'aria in Valle d' Aosta-Arpa VdA)	159
FIGURA 152: MONITORAGGIO VAS – Serie storica relativa alla media annua delle stazioni del restante territorio regionale. In rosso il valore limite previsto pari a 40 µg/m ³ . In verde i valori relativi al 2015.(Fonte dati: Report Qualità dell'aria in Valle d' Aosta-Arpa VdA)	159
FIGURA 153: MONITORAGGIO VAS – Valori limite e livelli critici dei parametri di concentrazione di SO ₂ in base alla normativa. (Fonte dati: Report Qualità dell'aria in Valle d' Aosta-Arpa VdA)	160
FIGURA 154: MONITORAGGIO VAS – Serie storica relativa al massimo valore giornaliero registrato per anno nelle stazioni di Aosta piazza Plouves e Morgex. (Fonte dati: Report Qualità dell'aria in Valle d' Aosta-Arpa VdA)	160
FIGURA 155: MONITORAGGIO VAS – Serie storica relativa al massimo valore della media oraria registrato nelle stazioni di Aosta piazza Plouves e Morgex. (Fonte dati: Report Qualità dell'aria in Valle d' Aosta-Arpa VdA)	161
FIGURA 156: MONITORAGGIO VAS – Serie storica relativa alla media annua nelle stazioni di Morgex (fino al 2012) e Aosta - Piazza Plouves. In rosso il livello critico pari a 20µg/m ³ . (Fonte dati: Report Qualità dell'aria in Valle d' Aosta-Arpa VdA)	161
FIGURA 157: MONITORAGGIO VAS – Mappa delle linee elettriche ad alta tensione, suddivise per tensione, e punto di installazione delle cabine primarie. (Fonte dati: X Relazione sullo stato dell'ambiente-Arpa VdA)	172
FIGURA 158: MONITORAGGIO VAS – Lunghezza delle linee elettriche ad alta tensione normalizzata alla superficie regionale(km di linea/100km ²). (Fonte dati: X Relazione sullo stato dell'ambiente-Arpa VdA). 173	
FIGURA 159: MONITORAGGIO VAS Somma delle correnti medie annuali transitate negli elettrodotti ad alta tensione suddivise per tipologia di linea. (Fonte dati: X Relazione sullo stato dell'ambiente-Arpa VdA)	175
FIGURA 160: MONITORAGGIO VAS Produzione totale di rifiuti urbani espressa in tonnellate/anno. (Fonte dati: X Relazione sullo stato dell'ambiente-Arpa VdA)	177
FIGURA 161: MONITORAGGIO VAS - Produzione pro-capite di rifiuti urbani(RU) per abitante espressa in chilogrammi/ab.*anno. (Fonte dati: rielaborazione dati ORR-VDA)	178

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1: OBIETTIVO DI BURDEN SHARING – calcolo dell'obiettivo di Burden Sharing considerando gli andamenti di FER e CFL dei “nuovi scenari” per il periodo dal 2016 -2020.	24
Tabella 2: Obiettivi per la regione Valle d' Aosta di Burden Sharing (rielaborazione tabella a del d.m. 15/03/2012).....	38
Tabella 3: RETE DI RICARICA VEICOLI ELETTRICI – colonnie di ricarica installate sul territorio regionale	74
Tabella 4: VEICOLI ELETTRICI – numero di veicoli elettrici circolanti (dati motorizzazione aggiornati al 31/05/2016).....	75
Tabella 5: Comprensori funiviari in valle d' Aosta (fonte: R.A.V.A. RRIF 2014).....	78

Tabella 6: MONITORAGGIO IDROELETTRICO – indicatori di realizzazione.....	80
Tabella 7: MONITORAGGIO IDROELETTRICO – indicatori di risultato, produzione elettrica.....	81
Tabella 8: MONITORAGGIO IDROELETTRICO – indicatori di ricaduta ambientale CO ₂	82
Tabella 9: MONITORAGGIO EOLICO – indicatori di realizzazione.....	84
Tabella 10: MONITORAGGIO EOLICO – indicatori di risultato	84
Tabella 11: MONITORAGGIO EOLICO – indicatori di ricaduta ambientale CO ₂	85
Tabella 12: MONITORAGGIO FOTOVOLTAICO – indicatori di realizzazione	87
Tabella 13: MONITORAGGIO FOTOVOLTAICO – indicatori di risultato	88
Tabella 14: MONITORAGGIO FOTOVOLTAICO – indicatori di ricaduta ambientale CO ₂	89
Tabella 15: MONITORAGGIO SOLARE TERMICO– indicatori di realizzazione.....	90
Tabella 16: MONITORAGGIO solare termico – indicatori di risultato	91
Tabella 17: MONITORAGGIO SOLARE TERMICO – indicatori di ricaduta ambientale CO ₂	93
Tabella 18: MONITORAGGIO biomassa– indicatori di realizzazione	95
Tabella 19: MONITORAGGIO biomassa – indicatori di risultato	96
Tabella 20: MONITORAGGIO BIOMASSA – indicatori di ricaduta ambientale CO ₂	97
Tabella 21: MONITORAGGIO BIOGAS – indicatori di realizzazione	99
Tabella 22: MONITORAGGIO BIOGAS – indicatori di risultato	100
Tabella 23: MONITORAGGIO BIOGAS – indicatori di ricaduta ambientale CO ₂	102
Tabella 24: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO– indicatori di realizzazione	105
Tabella 25: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO – indicatori di risultato	106
Tabella 26: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO– indicatori di ricaduta ambientale - mancate emissioni di CO ₂	108
Tabella 27: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO– indicatori di ricaduta ambientale - origine della biomassa rilevate nei bilanci energetici regionali.....	109
Tabella 28: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO– indicatori di ricaduta ambientale - quantitativi di combustibile utilizzato rilevato nei bilanci energetici regionali.....	110
Tabella 29: MONITORAGGIO POMPE DI CALORE– indicatori di realizzazione.....	112
Tabella 30: MONITORAGGIO POMPE DI CALORE – indicatori di risultato.....	113
Tabella 31: MONITORAGGIO POMPE DI CALORE – indicatori di ricaduta ambientale CO ₂	114
Tabella 32: MONITORAGGIO FER - produzione da fonte energetica rinnovabile elettrica e da fonte rinnovabile termica.....	116
Tabella 33: MONITORAGGIO FER E - riepilogo produzioni di energia elettrica da fonte rinnovabile, confronto tra scenario di piano e BER.....	119
Tabella 34: MONITORAGGIO FER C - riepilogo produzioni di energia termica da fonte rinnovabile, confronto tra scenario di piano e BER.....	122
Tabella 35: MONITORAGGIO CFL - riepilogo dei consumi finali lordi , confronto tra scenario di piano, BER e indicazione di nuovo scenario.....	125
Tabella 36: MONITORAGGIO CFL TERMICO - riepilogo dei consumi finali lordi , confronto tra scenario di piano, BER e indicazione di nuovo scenario.....	128
Tabella 37: MONITORAGGIO CFL TERMICO - tabella confronto incrementi/decrecite consumi termici totali al 2010 e al 2015 presenti nel PEAR e rilevate nei BER.	129
Tabella 38: CFL TERMICO nei BER - riepilogo dei consumi finali termici totali comprensivi dei trasporti	130
Tabella 39: MONITORAGGIO CFL TERMICO - riepilogo dei consumi finali lordi distinti tra CFL-C e CFL - T , confronto tra scenario di piano, BER e indicazione di nuovo scenario.....	135
Tabella 40: MONITORAGGIO CFL TERMICO (netto trasporti) - suddivisione dei consumi finali lordi per veicolo al netto dei trasporti.....	137
Tabella 41: MONITORAGGIO CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA – andamento consumi di energia elettrica netti	139

Tabella 42: MONITORAGGIO CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA – andamento consumi finali lordi di energia elettrica	140
Tabella 43: MONITORAGGIO PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA - riepilogo produzioni di energia elettrica, confronto tra scenario di piano e BER	141
Tabella 44: MONITORAGGIO EXPORT ENERGIA ELETTRICA - riepilogo export energia elettrica, confronto tra scenario di piano e BER.....	143
Tabella 45: INDICI ENERGETICI - consumo per abitante.....	144
Tabella 46: INDICI ENERGETICI - intensità energetica.....	146
Tabella 47: obiettivo di burden sharing - confronto rilevazioni scenario di piano con dati trasmessi da gse/enea e con obiettivi di burden sharing.....	147
tabella 48: OBIETTIVO DI BURDEN SHARING - confronto tra rilevazioni GSE/ENEA con obiettivi di Burden Sharing e con obiettivo di PEAR.....	148
Tabella 49: OBIETTIVO DI BURDEN SHARING – obiettivi per la Regione Valle d’Aosta.....	150
Tabella 50: OBIETTIVO DI BURDEN SHARING – calcolo dell’obiettivo di Burden Sharing considerando gli andamenti di FER e CFL dei “nuovi scenari” per il periodo dal 2016 -2020.	151
Tabella 51: OBIETTIVO RIDUZIONE DEI CONSUMI FINALI LORDI TOTALI confronto tra scenario di piano e quanto riportato nei bilanci energetici	152
Tabella 52: OBIETTIVO MANCATE EMISSIONI DI CO ₂ confronto tra scenario di piano, quanto riportato nei bilanci energetici e andamento nuovo scenario.	153
Tabella 53: Elementi di qualità da considerare per la classificazione dello stato ecologico dei fiumi secondo la Direttiva Quadro delle Acque 2000/60/CE.....	162
Tabella 54: MONITORAGGIO VAS – Andamento annuale del rapporto tra il volume di acqua superficiale derivata e la produzione elettrica degli impianti idroelettrici espressa in m ³ /kWh. (Fonte dati: R.A.V.A. - Struttura affari generali, demanio e risorse idriche)	168
Tabella 55: MONITORAGGIO VAS – Andamento annuale del rapporto tra la superficie degli ambiti naturalistici tutelati e la superficie territoriale della regione Valle d’Aosta espresso in valori percentuali. (Fonte dati: R.A.V.A. - Struttura Aree Protette).....	169
Tabella 56: MONITORAGGIO VAS – Numero di individui di fagiano di monte contati nei censimenti primaverili. (Fonte dati: R.A.V.A. – Struttura Flora, fauna, caccia e pesca)	169
Tabella 57: MONITORAGGIO VAS – Numero di individui di fagiano di monte contati nei censimenti estivi. (Fonte dati: R.A.V.A. – Struttura Flora, fauna, caccia e pesca).....	170
Tabella 58: MONITORAGGIO VAS – Numero di individui di pernice bianca contati nei censimenti primaverili. (Fonte dati: R.A.V.A. – Struttura Flora, fauna, caccia e pesca)	170
Tabella 59: MONITORAGGIO VAS – Numero di individui di pernice bianca contati nei censimenti estivi. (Fonte dati: R.A.V.A. – Struttura Flora, fauna, caccia e pesca)	170
Tabella 60: MONITORAGGIO VAS – Numero di individui di coturnice contati nei censimenti primaverili. (Fonte dati: R.A.V.A. – Struttura Flora, fauna, caccia e pesca)	170
Tabella 61: MONITORAGGIO VAS – Numero di individui di coturnice in base ai censimenti estivi. (Fonte dati: R.A.V.A. – Struttura Flora, fauna, caccia e pesca).....	170
Tabella 62: MONITORAGGIO VAS – Sviluppo in km delle linee elettriche ad alta tensione, suddivise per tensione e numero delle cabine primarie. (Fonte dati: X Relazione sullo stato dell’ambiente-Arpa VdA)..	173
Tabella 63: MONITORAGGIO VAS – Posizionamento impianti Fotovoltaici in base alle potenze (Fonte dati: Rielaborazione dati GSE).....	174
Tabella 64: MONITORAGGIO VAS – Produzione totale di rifiuti urbani espressa in tonnellate/anno. (Fonte dati: X Relazione sullo stato dell’ambiente-Arpa VdA).....	177
Tabella 65: MONITORAGGIO VAS – Produzione totale pro-capite di rifiuti urbani(RU) per abitante espressa in chilogrammi/ab.*anno. (Fonte dati: rielaborazione dati ORR-VDA.	178
Tabella 66: MONITORAGGIO VAS – Produzione annuale di fanghi di dragaggio espressa in tonnellate/anno. (Fonte dati: Arpa VdA).....	179

Tabella 67: MONITORAGGIO VAS – Numero di impianti sottoposti alle procedure di VIA. (Fonte dati: R.A.V.A. -Struttura valutazione ambientale e tutela qualità dell'aria).....	181
Tabella 68: MONITORAGGIO VAS – Numero di impianti sottoposti alle procedure di VIA. (Fonte dati: R.A.V.A. -Struttura valutazione ambientale e tutela qualità dell'aria.....	182

PREMESSA

Il presente documento ha lo scopo di illustrare il monitoraggio del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), al fine di ottemperare a quanto previsto all'articolo 27 della legge regionale 13 del 25 maggio 2015 (*Disposizioni per l'adempimento degli obblighi della Regione autonoma Valle d'Aosta derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea. Attuazione della direttiva 2006/123/CE, relativa ai servizi nel mercato interno (direttiva servizi), della direttiva 2009/128/CE, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria ai fini dell'utilizzo sostenibile dei pesticidi, della direttiva 2010/31/UE, sulla prestazione energetica nell'edilizia e della direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati (Legge europea regionale 2015)*) e di attuare il monitoraggio previsto dalla Valutazione Ambientale Strategica (VAS) del PEAR.

Il documento si pone inoltre l'obiettivo di confrontare quanto emerso nel monitoraggio del PEAR con i dati previsti a livello nazionale nell'ambito del monitoraggio del Burden Sharing (Decreto Ministeriale 11 maggio 2015 (*Approvazione della metodologia che, nell'ambito del sistema statistico nazionale, è applicata per rilevare i dati necessari a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali, in attuazione dell'articolo 40, comma 5, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28*), al fine del raggiungimento degli obiettivi posti dal Decreto Ministeriale 15 marzo 2012 (*Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle provincie autonome*), al fine di valutare eventuali criticità.

Nella stesura del documento si è voluto, in particolare,

- recepire e analizzare i dati derivanti dal monitoraggio del Burden Sharing e attribuiti, dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE), alla Regione Valle d'Aosta, in particolare con riferimento al raggiungimento degli obiettivi regionali;
- redigere i bilanci energetici regionali (BER), che hanno lo scopo di analizzare il sistema energetico del nostro territorio, con un approccio di raccolta dati il più possibile "bottom – up" al fine di valorizzare le informazioni puntuali e i data base di fonti amministrative organizzate, nonché le eventuali modellizzazioni del fabbisogno energetico territoriale;
- valutare l'andamento del sistema energetico regionale, suddiviso nei singoli settori e vettori, confrontando i dati utilizzati nella redazione dei BER con gli scenari e obiettivi di piano, mettendo in evidenza eventuali scostamenti nei dati e analizzando le relative differenze metodologiche;
- confrontare i dati utilizzati nella redazione dei BER con quanto derivante dalla metodologia di Burden Sharing;
- attuare quanto previsto nel documento di monitoraggio della Valutazione Ambientale Strategica (VAS) del PEAR, con particolare riferimento agli indicatori di contesto e di monitoraggio, ponendo particolare attenzione al coinvolgimento delle strutture competenti, individuate nel documento stesso, per :
 - verificare l'attualità e la validità degli indicatori forniti dalle stesse nel documento di monitoraggio e valutare la necessità di eventuali aggiornamenti al fine di descrivere il contesto di riferimento e di analizzare l'evoluzione del sistema energetico con particolare riferimento alle ricadute ambientali e verificarne la coerenza con quanto previsto nelle altre pianificazioni di settore;
 - implementare modalità di monitoraggio trasparenti, standardizzabili e replicabili negli anni volte al contenimento dell'onere di raccolta dati, evitando duplicazioni di analisi e attingendo, ove disponibili, a pubblicazioni ufficiali sulla tematica.

Nel presente documento è inoltre stato definito per ciascun vettore energetico analizzato **un NUOVO SCENARIO** per il periodo 2016-2020 che va a ridefinire quindi lo scenario di Piano presente nel PEAR prendendo in considerazione l'attuale quadro normativo nonché le azioni e misure in atto che possano influire sull'andamento del sistema energetico regionale che al fine di valutare il rispetto degli obiettivi di piano.

La raccolta dati e il monitoraggio a livello locale si rendono necessari in quanto le analisi condotte da GSE ed Enea su ciascuna regione hanno origine, prevalentemente, da dati statistici nazionali poi ripartiti a livello regionale con una serie di fattori di correzione (ovvero con analisi di tipo "top - down"). Ciò può comportare, per una regione piccola come la Valle d'Aosta, andamenti anomali e poco rappresentativi della realtà. Questo approccio rischia di vanificare gli sforzi intrapresi in termini di efficienza energetica in quanto non valorizzabili all'interno della metodologia.

Il raffronto di quanto prodotto da GSE ed Enea con i dati regionali, più rappresentativi del territorio, consente quindi, da un lato, laddove i valori coincidono, di validare ulteriormente quanto utilizzato a livello nazionale, dall'altro, ove sono presenti notevole discrepanze, di fare emergere, nei tavoli di lavoro previsti dall'Osservatorio¹, tali differenze e provare a definire dei valori di consumi e/o produzioni maggiormente rappresentativi.

Il Bilancio Energetico regionale, costruito con un approccio bottom-up, è parte integrante del presente documento (allegato1) e include molti indicatori (indicatori di contesto e indicatori energetici) richiesti dal monitoraggio della VAS (allegato 2).

¹ All'articolo 5 del DM del 15/03/2012 è prevista l'istituzione di un osservatorio costituito da 16 membri di cui otto designati dal MISE e otto dalle Regioni. "...L'osservatorio costituisce un organismo di consultazione e confronto tecnico sulle modalità di raggiungimento degli obiettivi regionali. L'osservatorio analizza il grado di raggiungimento degli obiettivi e le cause di eventuali scostamenti...."

SINTESI DEL DOCUMENTO

Il presente documento costituisce la prima stesura del monitoraggio del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) 2011-2020 (approvato con Deliberazione del Consiglio regionale n. 727 del 25 settembre 2014) relativo al periodo temporale 2011 – 2015.

Il monitoraggio del PEAR è previsto dalla **legge regionale n°13 del 25/05/2015** ove all'articolo 27 comma 5 si cita che viene effettuato il monitoraggio biennale del PEAR in coerenza con gli obiettivi di del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 15 marzo 2012 (c.d. Decreto di Burden Sharing)..” e dalla **legge regionale n°12 del 26 maggio 2009** che indica che per i piani e programmi soggetti alla Valutazione Ambientale Strategica (VAS) è necessario redigere un documento di monitoraggio i cui risultati devono essere trasmessi periodicamente alla struttura competente.

Il documento si articola nei seguenti capitoli:

- **CAPITOLO 1 “NORMATIVA DI RIFERIMENTO”**: principali normative di riferimento a livello europeo, nazionale e regionale.
- **CAPITOLO 2 “SINTESI DEL PEAR”**: sintesi dei principali contenuti del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR).
- **CAPITOLO 3 “METODOLOGIA DI MONITORAGGIO”**: metodologia utilizzata per la redazione del monitoraggio con particolare riferimento alla raccolta dati e all'analisi degli indicatori energetici e ambientali previsti nel documento di monitoraggio redatto in fase di Valutazione Ambientale Strategica (VAS). Vengono inoltre riportati i principali contenuti della metodologia prevista a livello nazionale per le regioni (Decreto Ministeriale 11/05/2015) per il calcolo dell'obiettivo di Burden Sharing.
- **CAPITOLO 4 “ANALISI DI CONTESTO”**: comprende l'analisi degli indicatori di contesto socio economici previsti nel documento di monitoraggio della VAS quali territorio, clima, popolazione, dinamica demografica, attività economiche produzione, servizi e turismo. A completare il quadro, vengono inoltre riportate informazioni in merito al parco edilizio e al settore trasporti.
- **CAPITOLO 5 “MONITORAGGIO PEAR”**: sono riportati i risultati del monitoraggio del documento di PEAR per il periodo dal 2011 al 2015, suddivisi per interventi relativi alle fonti energetiche rinnovabili e interventi di efficienza energetica. Si riepilogano il totale delle fonti energetiche rinnovabili FER (termiche e elettriche) e dei consumi finali lordi CFL (termici, elettrici e trasporti). I quantitativi rilevati per gli anni dal 2011 al 2015 vengono confrontati con quanto riportato nello scenario libero e nello scenario di piano del PEAR.
Per ogni intervento viene inoltre definito un **NUOVO SCENARIO** che in funzione di quanto rilevato nei BER, rappresenta una nuova ipotesi di evoluzione dei vettori analizzati e quindi conseguentemente del totale FER e del totale CFL per il periodo dal 2016 al 2020.
- **CAPITOLO 6 “VERIFICA DEGLI OBIETTIVI DI PEAR”** riguarda la verifica degli obiettivi dello scenario di piano del PEAR in particolare di quello di Burden Sharing e la verifica degli obiettivi calcolati con il Nuovo Scenario.
- **CAPITOLO 7 “RICADUTE AMBIENTALI DEL PEAR”** vengono analizzati gli indicatori a carattere prettamente ambientale che sono stati individuati nella fase di valutazione ambientale strategica (VAS) del PEAR, con particolare riferimento agli indicatori di contesto ambientale e di ricaduta ambientale direttamente connessi agli interventi di Piano.
- **CAPITOLO 8 “AZIONI E MISURE”** comprende un quadro delle principali misure di finanziamento presenti a livello nazionale e regionale suddivise per sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e efficientamento energetico.

- **CAPITOLO 9 “CONCLUSIONI”** si riportano le principali conclusioni del documento.

Sono allegati :

- **ALLEGATO 1 “RELAZIONE DI BER”** l’Allegato 1 contiene i bilanci energetici regionali per il periodo dal 2007 al 2015. L’allegato 1 costituisce un documento a se stante dove, non solo sono presenti i bilanci energetici, ma è indicata nel dettaglio la metodologia di raccolta dati che ha consentito di definire dei valori energetici rappresentativi per il territorio regionale mettendo a confronto le banche dati nazionali con quelle presenti a livello regionale.
- **ALLEGATO 2 “DOCUMENTO DI MONITORAGGIO REDATTO NELL’AMBITO DELLA VAS”** si allega il documento di monitoraggio redatto nell’ambito della stesura della Valutazione Ambientale (VAS) del PEAR che contiene gli indicatori energetici e ambientali oggetto di monitoraggio.
- **ALLEGATO 3 “FATTORI DI EMISSIONE DI CO₂ E CONVERSIONI ENERGETICHE”** vengono riportati i fattori di emissione utilizzati per il calcolo delle emissioni di CO₂ e le principali conversioni energetiche.

MONITRAGGIO: METODOLOGIA

La redazione del documento di monitoraggio ha previsto delle specifiche fasi finalizzate a :

- redigere i bilanci energetici regionali (BER) per il periodo dal 2007 al 2015 e riportati nell’**Allegato 1** nell’ambito dei quali, per ogni singolo vettore, è stata fatta una raccolta dati a livello locale con un approccio il più possibile “bottom – up” (ovvero dal basso verso l’alto) e un confronto con tutte le fonti dati anche quelle nazionali che forniscono statistiche a livello regionale. In particolare, per quanto riguarda il settore residenziale, a partire dalle parco edilizio desunto dal censimento ISTAT del 2011, aggiornato con i dati al 2015 e dalla banca dati degli Attestati di Prestazione Energetica (APE) è stato creato un modello che definisce il fabbisogno energetico a livello comunale e di Unités des Communes;
- confronto dei dati dei bilanci energetici regionali con i dati forniti da GSE/ENEA per la definizione dell’obiettivo di Burden Sharing² nell’ambito del quale vengono evidenziate eventuali divergenze da riportare e fare emergere sui tavoli di lavoro tra le Regioni e GSE/ENEA al fine di definire dei valori che siano rappresentativi del territorio regionale;
- confronto dei dati dei bilanci energetici regionali con i medesimi andamenti previsti nello scenario di Piano del PEAR mettendo in evidenza eventuali scostamenti e analizzando le differenze metodologiche;
- definizione di un **NUOVO SCENARIO** per il periodo dal 2016 al 2020 che prende in considerazione la variazione del quadro normativo nonché le azioni e misure in atto che hanno influito sull’andamento del sistema energetico regionale finalizzato a verificare il raggiungimento degli obiettivi indicati nel PEAR per il periodo temporale dal 2016 al 2020;
- attuare quanto previsto nel documento di **monitoraggio della Valutazione Ambientale Strategica** (VAS) del PEAR, con particolare riferimento agli indicatori di contesto e di monitoraggio sia ambientali che energetici, ponendo particolare attenzione al coinvolgimento delle strutture competenti per verificare l’attualità e la validità degli indicatori e valutare la necessità di eventuali aggiornamenti;
- implementare modalità di monitoraggio trasparenti standardizzabili e replicabili negli anni volte al contenimento dell’onere della raccolta dati , evitando duplicazione di analisi e attingendo, ove disponibili, a pubblicazioni ufficiali sulla tematica.

² Come previsto dal Decreto Ministeriale del **15/03/2012** il così detto **Decreto di Burden Sharing**, il GSE e ENEA trasmettono annualmente alle regioni una tabella con riportati per ciascun vettore i valori per il calcolo dell’obiettivo di Burden Sharing definito come rapporto percentuale tra il totale FER (fonti energetiche rinnovabili) e CFL (consumo finale lordo).

La raccolta dati e il monitoraggio a livello locale si rendono necessari in quanto le analisi condotte da GSE ed Enea su ciascuna regione hanno origine, prevalentemente, da dati statistici nazionali poi ripartiti a livello regionale con una serie di fattori di correzione (ovvero con analisi di tipo “top - down”). Ciò può comportare, per una regione piccola come la Valle d’Aosta, andamenti anomali e poco rappresentativi della realtà. Questo approccio rischia di vanificare gli sforzi intrapresi in termini di efficienza energetica in quanto non valorizzabili all’interno della metodologia.

Il raffronto di quanto prodotto da GSE ed Enea con i dati regionali, più rappresentativi del territorio, consente quindi, da un lato, laddove i valori coincidono, di validare ulteriormente quanto utilizzato a livello nazionale, dall’altro, ove sono presenti notevole discrepanze, di fare emergere, nei tavoli di lavoro previsti dall’Osservatorio³, tali differenze e provare a definire dei valori di consumi e/o produzioni maggiormente rappresentativi.

MONITORAGGIO: OBIETTIVI

Il lavoro svolto con la redazione dei presenti documenti e in particolare con la stesura dei bilanci energetici dal 2007 al 2015 ha consentito di definire una metodologia di raccolta dati univoca, replicabile nel tempo e che ha anche messo in evidenza i vettori e settori che necessitano ancora di approfondimenti specifici.

Il monitoraggio del PEAR, oltre ad assolvere ad un obbligo di legge, costituisce uno strumento importante per analizzare l’evoluzione del sistema energetico regionale, verificare il raggiungimento degli obiettivi posti nella pianificazione energetica regionale e per porre in essere eventuali possibili misure correttive. Con il Decreto Ministeriale di Burden Sharing le regioni sono state “chiamate” a contribuire al 2020 al raggiungimento dell’obiettivo nazionale del 17% di fonti energetiche rinnovabili sul consumo finale lordo, obiettivo attualmente già raggiunto dall’Italia e che costituisce comunque un punto di partenza per obiettivi più sfidanti che sono previsti dalle politiche energetiche europee per il 2030 e per il 2050. Nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017 tra i target posti per il 2030 è indicato il 28% di quota di FER sul CFL, oltre a obiettivi specifici sulla riduzione dei consumi. Nella strategia si cita inoltre che le regioni “*..dovranno essere parte attiva e partecipe per il raggiungimento degli obiettivi....i Piani energetici Ambientali di ciascuna regione risultino nell’insieme coerenti con gli impegni nazionali e con le regole europee in materia...*”.

Le pianificazioni energetiche regionali devono essere quindi allineate con quanto previsto a livello nazionale, gli impegni che l’Italia assume a livello comunitario devono esser intesi come principi per la cui attuazione le regioni devono concorrere.

La conoscenza di dettaglio dei dati energetici a livello locale consente inoltre di indirizzare in modo mirato eventuali risorse economiche regionali e di intervenire in settori o aree maggiormente energivori.

Una pianificazione energetica aggiornata costituisce inoltre un elemento indispensabile per l’accesso a fondi, programmazioni europee a livello regionale ma anche a scala più bassa a livello di “Unité des Communes” o Comunale.

MONITORAGGIO: RISULTATI – INDICATORI ENERGETICI

Si riportano a seguire i principali risultati emersi dal monitoraggio degli indicatori energetici del PEAR previsti dalla VAS e che possono essere suddivisi tra fonti energetiche rinnovabili e consumi finali lordi. Si riporta inoltre la verifica del raggiungimento dell’obiettivo di Burden Sharing.

³ All’articolo 5 del DM del 15/03/2012 è prevista l’istituzione di un osservatorio costituito da 16 membri di cui otto designati dal MISE e otto dalle Regioni. “...L’osservatorio costituisce un organismo di consultazione e confronto tecnico sulle modalità di raggiungimento degli obiettivi regionali. L’osservatorio analizza il grado di raggiungimento degli obiettivi e le cause di eventuali scostamenti...”

FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI (FER)

Il totale di produzione da fonti energetiche rinnovabili è costituito dalla somma delle **FER – E** (fonti energetiche rinnovabili elettriche) e dalle **FER – C** (fonti energetiche rinnovabili termiche) e costituiscono il numeratore per il calcolo dell'obiettivo di Burden Sharing.

La produzione da rinnovabile rilevata nei bilanci energetici regionali è superiore rispetto a quanto riportato e analizzato nello scenario di piano del PEAR, dal 2010 al 2015 si assiste ad un incremento della produzione di energia da FER del 23% pari ad un incremento medio annuo del 4,6%. Questo è dovuto principalmente a un aumento della produzione di energia elettrica da idroelettrico generata, in parte da un incremento di impianti, ma soprattutto dall'elevata piovosità riscontrata nel 2013, 2014 e 2015. Per quanto riguarda la produzione rinnovabile da termico dal 2011, incidono notevolmente i quantitativi di biomassa rilevati con l'indagine statistica condotta nell'ambito del progetto europeo RENERFOR⁴ sull'uso della biomassa presso il settore residenziale, terziario alberghiero e attività manifatturiere.

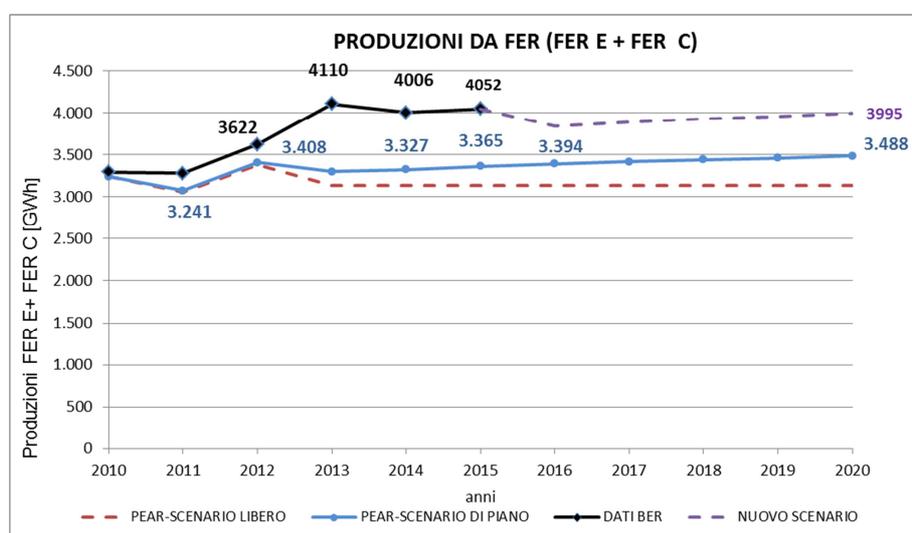


FIGURA 1: MONITORAGGIO FER– andamento della produzione da FER sia termica che elettrica nello scenario di piano, nello scenario libero, nei dati presenti nei BER e nel nuovo scenario

Al 2015, la produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili è costituita per l'87% da fonti energetiche rinnovabili elettriche e per il 14% fonti energetiche rinnovabili termiche.

⁴ Il progetto strategico Renerfor "Iniziativa di cooperazione per lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile (bosco ed acqua) nelle Alpi occidentali, il risparmio energetico e la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra" rientra nell'ambito del Programma di cooperazione transfrontaliera tra Italia e Francia "Alcotra" 2007-2013. Tale progetto ha focalizzato l'attenzione sulla possibilità di sfruttare le fonti energetiche rinnovabili nel territorio transfrontaliero Italia – Francia, in particolare ACQUA e LEGNO, particolarmente diffuse nelle aree rurali e montane. (<http://www.regione.vda.it/energia/renerfor>).

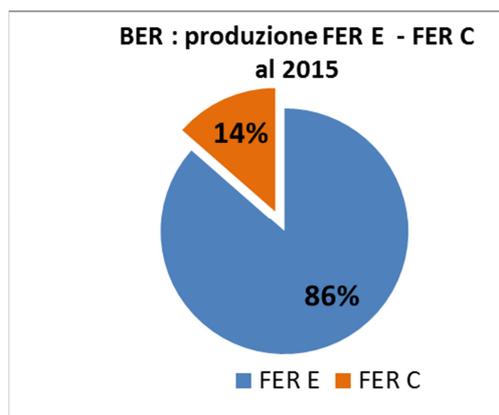


FIGURA 2: MONITORAGGIO FER–sulla ripartizione percentuale di produzione rinnovabile elettrica e termica

Le voci che vanno a definire la produzione di energia elettrica rinnovabile (FER – E) sono costituite dalla somma di:

- *idroelettrico* ovvero la produzione lorda da impianti idroelettrici non normalizzata⁵ (la metodologia di Burden Sharing prevede invece l'applicazione della formula di normalizzazione);
- *eolico* ovvero la produzione di energia elettrica lorda da impianti eolici, tale produzione non viene normalizzata⁶ come invece prevede la metodologia di Burden Sharing;
- *fotovoltaico* ovvero la produzione di energia elettrica lorda da impianti fotovoltaici;
- *biomassa solida* ovvero la produzione di energia elettrica da impianti cogenerativi (prevalentemente impianti di teleriscaldamento) alimentati a biomassa;
- *biogas* ovvero la produzione elettrica lorda da impianti alimentati a biogas;

Al 2015 circa il 99% della produzione è costituita da energia idroelettrica, la restante parte da fotovoltaico, eolico, biomassa e biogas.

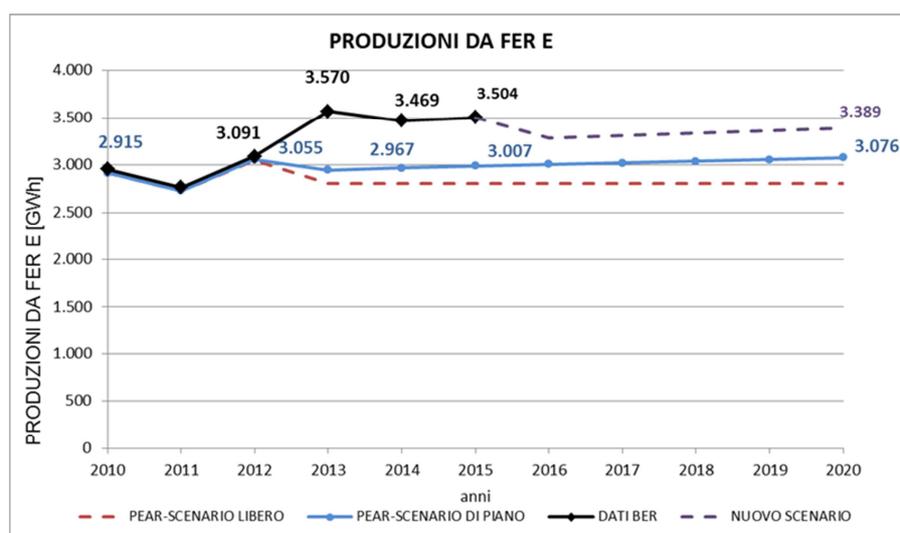


FIGURA 3: MONITORAGGIO FER– produzione da FER – E con andamento rilevato nei BER, nello scenario di piano e nello scenario libero.

⁵ La normalizzazione della produzione da idroelettrico, ai sensi della direttiva 2009/28/CE, prevede l'applicazione di una formula che media il dato di produzione di ogni anno ai 15 anni antecedenti.

⁶ La normalizzazione della produzione da eolico, ai sensi della direttiva 2009/28/CE, prevede l'applicazione di una formula che media il dato di produzione di ogni anno mediamente ai quattro anni precedenti.

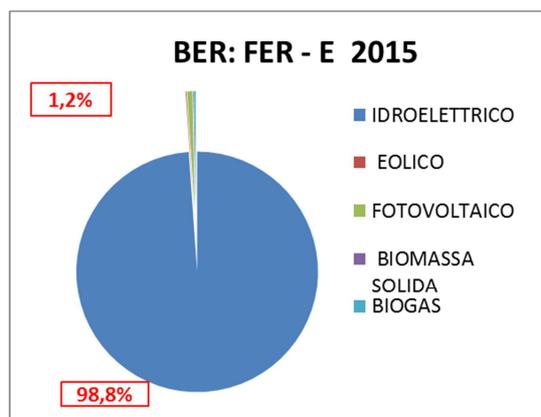


FIGURA 4: MONITORAGGIO FER–sulla ripartizione percentuale di produzione rinnovabile elettrica tra le varie fonti

Le voci che vanno a definire la produzione di calore da fonte energetica rinnovabile (FER – C) sono costituite dalla somma di:

- *biomasse solide* ovvero il consumo di biomassa solida presso gli utenti;
- *pompe di calore* si intende la quota di energia rinnovabile relativa alla produzione di pompe di calore calcolata secondo quanto prevede la decisione della commissione europea 2013/114/UE⁷ ;
- *biogas* sono considerati i quantitativi di biogas che non sono oggetto di trasformazione e quindi autoconsumati presso gli impianti;
- *calore derivato* si intende la quota di calore prodotto da fonte energetica rinnovabile e venduto a terzi costituito prevalentemente da calore generato presso le centrali di teleriscaldamento alimentate a biomassa e da calore prodotto da impianti a biogas.

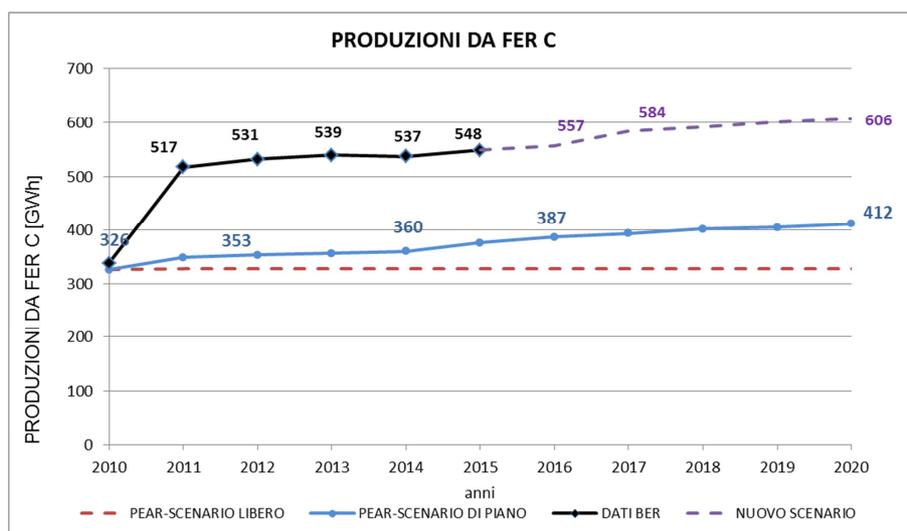


FIGURA 5: MONITORAGGIO FER– produzione da FER – C con andamento rilevato nei BER, nello scenario di piano e nello scenario libero.

⁷ Energia termica rinnovabile delle pompe di calore : $E_{res} = H$ (ore di funzionamento)* P (potenza)*(1-1/SPF) ove SPF costituisce il fattore di prestazione media stagionale che dipende dalla tipologia di pompa di calore e dalla zona climatica.

Al 2015 circa l'82,5% della produzione di rinnovabile da termico è costituita da biomassa, l'11% da calore rinnovabile, il 3% da pompe di calore e 3% da solare termico e 0,5% da biogas.

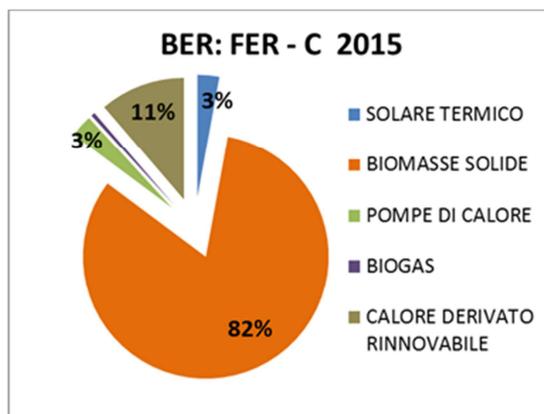


FIGURA 6: MONITORAGGIO FER–sulla ripartizione percentuale di produzione rinnovabile termica tra le varie fonti

CONSUMI FINALI LORDI (CFL)

I consumi finali lordi sono costituiti dalla somma di tre componenti principali :i consumi da energia termica (CFL – C) i consumi di energia termica da trasporti (CFL – T) e i consumi di energia elettrica (CFL – E). I consumi finali lordi della loro totalità costituiscono il denominatore per il calcolo dell'obiettivo di Burden Sharing.

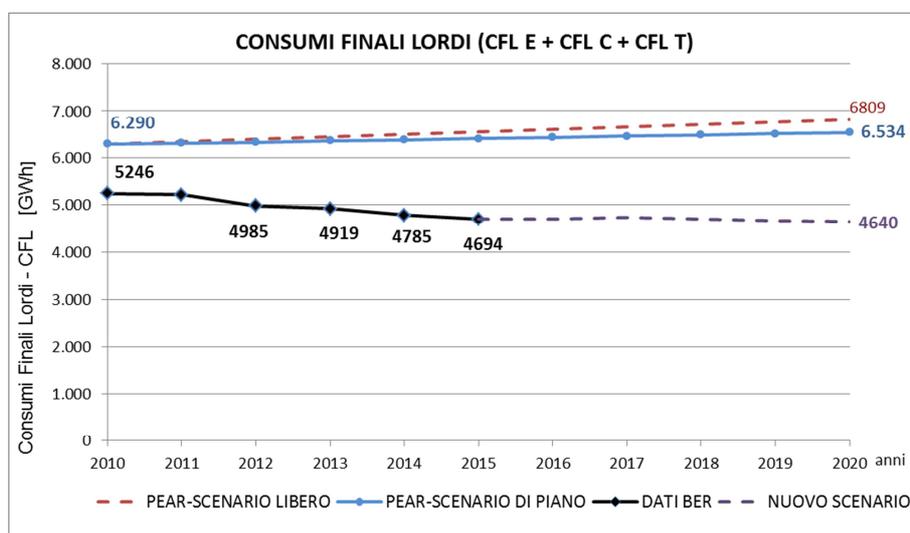


FIGURA 7: MONITORAGGIO CFL– andamento della produzione da CFL nello scenario di piano, nello scenario libero, nei dati presenti nei BER e nel nuovo scenario

Dal 2010 al 2015 i consumi finali lordi presentano decrescita totale del 10,5% ovvero una decrescita media annua del 2,1%.

I consumi finali lordi totali rilevati nei bilanci energetici regionali sono costituiti al 2015 per il 41% da consumi termici fossili, per il 25% da consumi di fossili per i trasporti, dal 12% da consumo termico da fonte rinnovabile e per il 23% da consumi di energia elettrica .

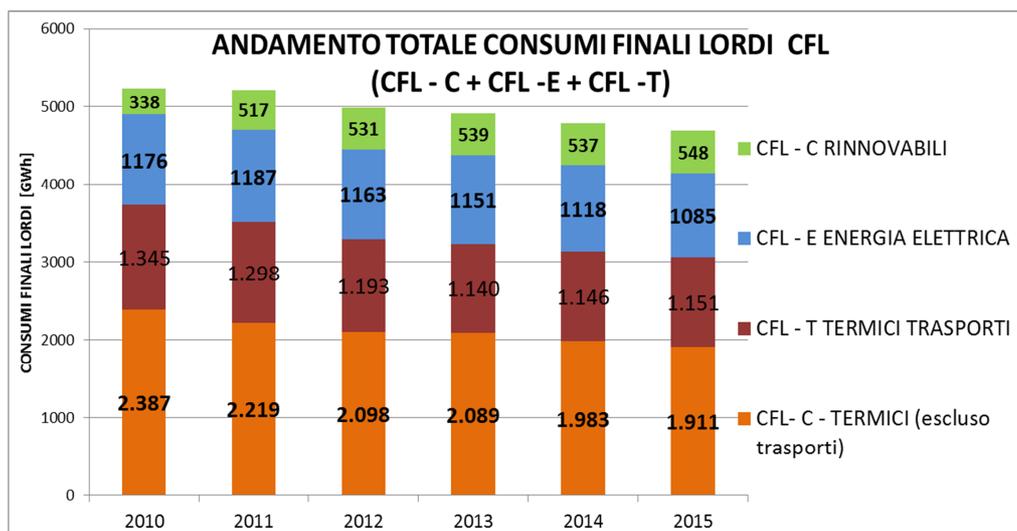


FIGURA 8: MONITORAGGIO CFL – andamento dei consumi finali lordi totali rilevati nei bilanci energetici regionali dal 2010 al 2015

I soli **consumi finali lordi termici**, in coerenza con quanto prevede la metodologia di Burden Sharing sono costituiti dalle seguenti principali voci:

- *consumi finali di energia da FER* che sono costituiti dalla produzione di energia termica rinnovabile (FER – C) ;
- *consumi finali lordi di calore derivato* si intende il consumo finale di calore proveniente da impianti di teleriscaldamento sia da fonte energetica rinnovabile che non rinnovabile e venduto a terzi;
- *consumi finali di prodotti petroliferi e biocarburanti*: vengono i raggruppati tutti consumi finali lordi di prodotti petroliferi quali olio combustibile, gasolio, GPL, kerosene, benzine, carboturbo. Questi prodotti sono stati presi in considerazione al netto dei quantitativi oggetto di trasformazione in particolare per il gasolio e olio combustibile utilizzati in alcuni impianti di teleriscaldamento;
- *consumi finali di carbone* dalla raccolta dati regionale sono emersi alcuni quantitativi limitati di carbone utilizzati per lo più presso stufe di tipo domestico;
- *consumi finali di gas* si intende i consumi finali di gas al netto dei quantitativi utilizzati per la trasformazione presso le centrali di teleriscaldamento.

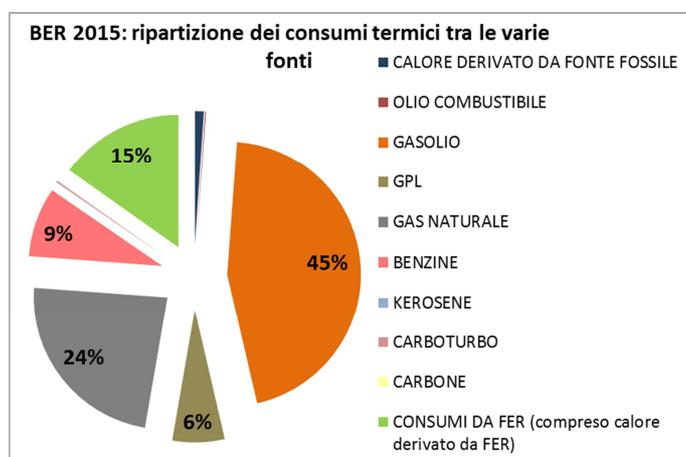


FIGURA 9: MONITORAGGIO CFL TERMICO – distribuzione percentuale dei consumi termici totali da fonti fossili e rinnovabili.

OBIETTIVO DI BURDEN SHARING

A seguito delle verifiche effettuate da GSE/ENEA l'obiettivo di Burden Sharing al 2015 risulta raggiunto e superato. E' stato inoltre verificato che anche gli andamenti delle fonti energetiche rinnovabili e dei consumi finali lordi ipotizzati nel nuovo scenario consentono il raggiungimento dell'obiettivo al 2020.

NUOVO SCENARIO - OBIETTIVO DI BURDEN SHARING												
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
RILEVAZIONI TRASMESSE DA GSE / ENEA	FER [GWh]	-	-	3.570	3.730	3.723	3.807					
	CFL [GWh]	-	-	5.714	4.913	4.992	4.745					
	FER/CFL [%]	-	-	62,5%	75,9%	74,6%	80,2%					
NUOVO SCENARIO (da dati BER)	FER [GWh]	-	-					3.841	3.894	3.928	3.963	3.995
	CFL [GWh]	-	-					4.694	4.729	4.698	4.670	4.640
	FER/CFL [%]	-	-					81,8%	82,4%	83,6%	84,9%	86,1%
OBIETTIVO DI BURDEN SHARING PREVISTO DAL DM 15/03/2012				51,8%		51,0%		50,7%		51,0%		52,1%

TABELLA 1: OBIETTIVO DI BURDEN SHARING – calcolo dell'obiettivo di Burden Sharing considerando gli andamenti di FER e CFL dei “nuovi scenari” per il periodo dal 2016 -2020.

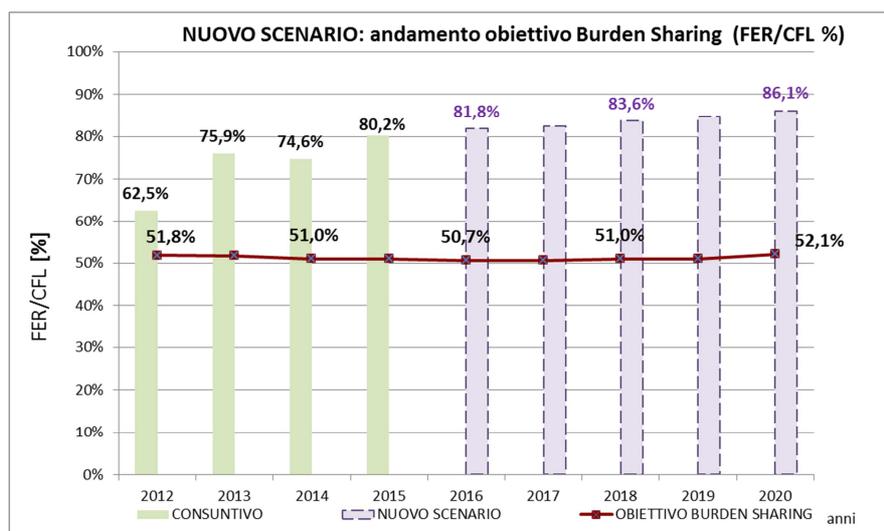


FIGURA 10: MONITORAGGIO BURDEN SHARING – calcolo dell'obiettivo di Burden Sharing nel NUOVO SCENARIO ipotizzato dal 2016 al 2020 di sviluppo delle FER e dei CFL.

MONITORAGGIO RISULTATI – INDICATORI AMBIENTALI

Per quanto riguarda gli aspetti ambientali riportati nella Valutazione Ambientale Strategica (VAS) a seguito dell'analisi dei risultati degli indicatori di contesto ambientale, condivisa con le strutture competenti, non sono emerse particolari criticità a livello di ricaduta ambientale e anche i nuovi scenari delineati non comportano impatti significativi sull'ambiente differenti da quanto previsto nel Piano energetico Ambientale Regionale.

Gli indicatori di ricaduta ambientale direttamente connessi agli interventi di piano comprendono l'analisi delle componenti ambientali quali aria, acqua, suolo e biosfera, paesaggio, radiazioni non ionizzanti, rifiuti e rumore riportate a seguire.

ARIA

Il principale indicatore è costituito dalla CO₂, la riduzione delle emissioni costituisce anche uno degli obiettivi del Piano energetico Ambientale Regionale (PEAR).

In coerenza con quanto riportato nel PEAR si riporta l'andamento delle "mancate emissioni di CO₂" definite come differenza tra le emissioni di CO₂ generate dai consumi di fonte fossile sul territorio regionale e le emissioni evitate per l'esportazione nel sistema esterno di energia elettrica da fonte rinnovabile che sarebbe altrimenti prodotta da centrali termoelettriche tradizionali.

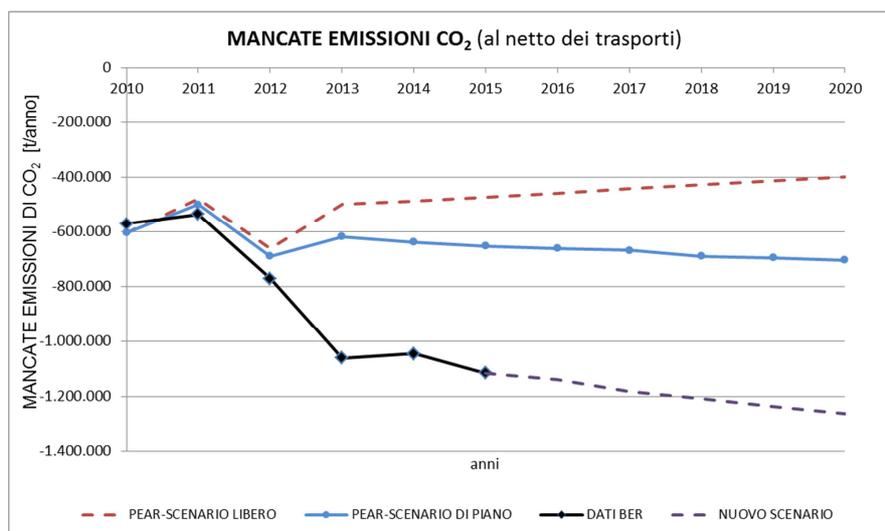


FIGURA 11: OBIETTIVO MANCATE EMISSIONI DI CO₂ –andamento delle mancate emissioni previste nel PEAR scenario libero e scenario di piano, rilevate nei BER e andamento per il 2016 - 2020 del NUOVO SCENARIO.

Le analisi condotte nei bilanci energetici regionali comportano un aumento delle mancate emissioni rispetto allo scenario di piano e scenario libero del PEAR.

ACQUA

L'indicatore analizzato è costituito dal rapporto tra i volumi di acqua derivata e l'energia prodotta [m³/kWh] ovvero la produttività media del parco impianti per ogni mc di acqua derivata. Tale valore si mantiene pressoché costante negli anni.

SUOLO E BIOSFERA

L'indicatore analizzato riguarda il rapporto tra la produzione e occupazione del suolo per gli impianti idroelettrici, fotovoltaici e eolici. Tale indicatore non è stato elaborato in quanto non si dispone di dati sufficientemente rappresentativi.

PAESAGGIO

L'indicatore riguarda solo gli impianti fotovoltaici ed è costituito dal numero di nuovi impianti su copertura o a terra rispetto al totale installato. Dai dati a disposizione è emerso che mediamente l'83% degli impianti fotovoltaici sono installati su copertura, l'11% a terra e il 6% su altre strutture.

RADIAZIONI NON IONIZZANTI

L'indicatore riguarda il numero di superamenti dei limiti di legge dell'esposizione della popolazione al campo magnetico a 50 Hz generato da impianti fotovoltaici. Dai dati forniti da Arpa non corrisponde alcun superamento dei limiti di legge.

RIFIUTI

Il principale indicatore ambientale riferito alla produzione di rifiuti riguarda la produzione annuale di fanghi di dragaggio prodotti principalmente dalla manutenzione degli impianti idroelettrici.

L'andamento della produzione di fanghi di dragaggio dal 2011 al 2015 è molto irregolare. Probabilmente gli anni con maggiore produzione coincidono con le operazioni di pulizia dei bacini di più grandi dimensioni.

RUMORE

Il principale indicatore ambientale è riferito agli impianti idroelettrici, eolici e a biomassa e è definito come numero di impianti che hanno superato i limiti normativi di rumore. Non sono stati rilevati impianti che hanno superato i limiti normativi della legge regionale n°20/2009.

PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI (VIA)

I principali indicatori ambientali sono costituiti da:

- n° di impianti soggetti a VIA/n° impianti soggetti a verifica di assoggettabilità a VIA;
- n° di impianti soggetti a VIA approvati/n° di impianti soggetti a VIA.

Gli impianti idroelettrici rappresentano nei vari anni la parte preponderante della tipologia di impianti che sfruttano le fonti rinnovabili sottoposti alle procedure di valutazione ambientale; la maggiore parte dei progetti, a seguito di verifica di assoggettabilità, viene sottoposta a procedura di VIA, le cui istruttorie risultano sovente molto complesse e richiedenti tempi prolungati di espletamento.

1. NORMATIVE DI RIFERIMENTO

1.1 NORMATIVA EUROPEA

DIRETTIVA 2009/28/CE del 23 aprile 2009 sulla “*Promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, recante modifica successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*”. La direttiva stabilisce un quadro comune per la promozione dell’energia da fonti rinnovabili. Fissa obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e per la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti. Fissa criteri di sostenibilità per i biocarburanti e i bioliquidi.

DIRETTIVA 2010/31/UE del 19 maggio 2010 “*Sulla prestazione energetica nell’edilizia (rifusione)*” detta anche direttiva EPBD “Energy Performance of Buildings Directive” promuove il miglioramento della prestazione energetica degli edifici all’interno dell’Unione, tenendo conto delle condizioni locali e climatiche esterne, nonché delle prescrizioni relative al clima agli ambienti interni e all’efficacia sotto il profilo dei costi. Un elemento fondamentale della direttiva è rappresentato dagli edifici ad energia quasi zero .

DIRETTIVA 2012/27/UE del 25 ottobre 2012 “*Sull’efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE*”. La direttiva stabilisce un quadro comune di misure per la promozione dell’efficienza energetica nell’Unione al fine di garantire il conseguimento dell’obiettivo principale dell’Unione relativo all’efficienza energetica del 20 % entro il 2020 e di gettare le basi per ulteriori miglioramenti dell’efficienza energetica al di là di tale data.

DIRETTIVA 2014/94/UE del 22 ottobre 2014 “*Sulla realizzazione di un’infrastruttura per i combustibili alternativi (Testo rilevante ai fini del SEE)*”.La direttiva stabilisce un quadro comune di misure per la realizzazione di un’infrastruttura per i combustibili alternativi (elettricità, idrogeno , biocarburanti, ecc...) nell’Unione per ridurre al minimo la dipendenza dal petrolio e attenuare l’impatto ambientale nel settore dei trasporti.

1.2 NORMATIVA NAZIONALE

Il **Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28** “*Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*” prevede all’art. 37 - Trasferimenti statistici tra le Regioni - che devono essere definiti e quantificati con decreto del Ministro dello sviluppo economico gli obiettivi regionali in attuazione del comma 167 dell’articolo 2 della legge del 24 dicembre 2007 n°244.

Il **Decreto legislativo del 4 luglio 2014, n. 102** “*Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull’efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE*” stabilisce un quadro di misure per la promozione e il miglioramento dell’efficienza energetica che concorrono al conseguimento dell’obiettivo nazionale di risparmio energetico indicato all’articolo 3. Il presente decreto, inoltre, detta norme finalizzate a rimuovere gli ostacoli sul mercato dell’energia e a superare le carenze del mercato che frenano l’efficienza nella fornitura e negli usi finali dell’energia.

Il **Decreto Ministeriale del 26 giugno 2015**, si pone la finalità di favorire l'applicazione omogenea e coordinata dell'attestazione della prestazione energetica degli edifici e delle unità immobiliari, su tutto il territorio nazionale e definisce:

- a) le linee guida nazionali per l'attestazione della prestazione energetica degli edifici;
- b) gli strumenti di raccordo, concertazione e cooperazione tra lo Stato e le regioni;
- c) la realizzazione di un sistema informativo comune per tutto il territorio nazionale per la gestione di un catasto nazionale degli attestati di prestazione energetica e degli impianti termici.

Il **Decreto legislativo del 16 dicembre 2016, n. 257** “*Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi.*” stabilisce requisiti minimi per la costruzione di infrastrutture per i combustibili alternativi, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici e i punti di rifornimento di gas naturale liquefatto e compresso, idrogeno e gas di petrolio liquefatto, da attuarsi mediante il Quadro Strategico Nazionale, nonché le specifiche tecniche comuni per i punti di ricarica e di rifornimento, e requisiti concernenti le informazioni agli utenti.

Burden Sharing e Metodologia

Il **Decreto Ministeriale del 14 gennaio 2012** “*Approvazione della metodologia che, nell'ambito del sistema statistico nazionale in materia di energia, è applicata per rilevare i dati necessari a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali in materia di quote dei consumi finali lordi di elettricità, energia per il riscaldamento e il raffreddamento, e per i trasporti coperti da fonti energetiche rinnovabili*” approva la metodologia applicata nell'ambito del sistema statistico nazionale per misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali come definiti dalla Direttiva Europea del 2009/28/CE.

Il **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 15 marzo 2012** “*Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle province autonome (c.d. **Burden Sharing**).*” prevede per ciascuna regione italiana che venga raggiunta al 2020 e in anni intermedi (2014, 2016, 2018 e 2020) una certa quota di fonti energetiche rinnovabili sul consumo finale lordo (espressa in percentuale) al fine di concorrere al raggiungimento dell'obiettivo nazionale posto dalla Direttiva Europea 2009/28/CE.

Il **Decreto Ministeriale del 11 maggio 2015** “*Approvazione della metodologia che, nell'ambito del sistema statistico nazionale, è applicata per rilevare i dati necessari a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali, in attuazione dell'articolo 40, comma 5, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28*” approva la metodologia di monitoraggio regionale per rilevare i dati necessari a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali indicati nel decreto del 15/03/2012 (c.d. decreto di Burden Sharing).

1.3 NORMATIVA REGIONALE

La **legge regionale 13 del 25/05/2015** “*Disposizioni per l'adempimento degli obblighi della Regione autonoma Valle d'Aosta derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea. Attuazione della direttiva 2006/123/CE, relativa ai servizi nel mercato interno (direttiva servizi), della direttiva 2009/128/CE, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria ai fini dell'utilizzo sostenibile dei pesticidi, della direttiva 2010/31/UE, sulla prestazione energetica nell'edilizia e della direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati (Legge europea regionale 2015)*”, all'articolo 27 comma 5 prevede che “...la struttura regionale competente per la predisposizione del Piano energetico Ambientale Regionale (PEAR), in collaborazione con la struttura regionale competente per

la sua attuazione:.....c) effettua il monitoraggio biennale del PEAR, in coerenza con gli obiettivi del decreto del Ministro dello sviluppo economico del 15 marzo 2012 (c.d. Decreto di Burden Sharing)..”

La legge regionale n°12 del 26 maggio 2009 “*Disposizioni per l’adempimento degli obblighi della Regione Autonoma Valle d’Aosta derivanti dall’appartenenza dell’Italia alle Comunità europee. Attuazione delle direttive 2001/42/CE, concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull’ambiente, e 85/337/CEE, concernente la valutazione dell’impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati. Disposizioni per l’attuazione della Direttiva 2006/123/CE, relativa ai servizi nel mercato interno e modificazioni di leggi regionali in adeguamento ad altri obblighi comunitari. Legge comunitaria 2009*”, all’articolo 6 comma 1 prevede che il PEAR rientra tra i piani e programmi che possono avere effetti significativi sull’ambiente e sul patrimonio culturale e quindi soggetti a Valutazione Ambientale Strategica (VAS).

All’articolo 10 comma 3, della sopra citata legge, viene esplicitato che il rapporto ambientale concorre alla definizione degli obiettivi e delle strategie del piano e indica i criteri di compatibilità ambientale , nonché gli indicatori ambientali di riferimento e le modalità per il monitoraggio.

All’articolo 14 è prevista la redazione di un documento di monitoraggio i cui risultati devono essere trasmessi periodicamente alla struttura competente (Assessorato Ambiente - Dipartimento Ambiente, Struttura valutazione ambientale e tutela qualità dell’aria) per consentirne la valutazione.

2. SINTESI DEL PEAR

Il documento di PEAR (Piano Energetico Ambientale Regionale) è stato approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale n. 727 del 25 settembre 2014 e costituisce il vigente strumento di pianificazione in ambito energetico con finalità di indirizzo e di programmazione per il periodo dal 2011 fino al 2020.

Nel documento di PEAR sono stati identificati tre principali obiettivi in linea con la Strategia Europea del 20-20-20, la quale prevede che a livello europeo entro il 2020:

- a) il 20% dei consumi finali lordi dell'UE deve provenire da fonti energetiche rinnovabili;
- b) i consumi energetici complessivi devono essere ridotti del 20% rispetto al livello tendenziale;
- c) le emissioni di anidride carbonica (CO₂) devono essere ridotte del 20% rispetto ai livelli del 1990.

La pianificazione energetica regionale parte dall'analisi dei BER (bilanci energetici regionali) che riportano gli andamenti negli anni dei consumi, delle trasformazioni e delle produzioni di energia termica ed elettrica sul territorio.

Per stimare l'andamento del sistema energetico dal 2011 al 2020 sono state considerate due ipotesi di sviluppo definite “**scenario libero**” e “**scenario di piano**”. Lo **scenario libero** costituisce il punto di riferimento sul quale basare le valutazioni dell'evoluzione del sistema energetico regionale. Esso non prevede specifiche politiche di interventi sull'energia e rappresenta più che una naturale evoluzione del sistema energetico, la condizione meno favorevole in cui esso possa trovarsi, ovvero con i consumi termici ed elettrici in crescita e il parco impianti da fonte rinnovabile invariato. Lo **scenario di piano** introduce nello scenario libero i diversi interventi che possono condurre a un miglioramento in termini sia di riduzione dei consumi sia di aumento della produzione da fonte energetica rinnovabile.

In tale scenario sono stati previsti interventi articolati in due principali aree:

- **incremento delle fonti energetiche rinnovabili** ovvero la realizzazione/implementazione di impianti che consentono di incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili quali fotovoltaici, solari termici, idroelettrici, eolici a biomassa ecc.;
- **incremento dell'efficienza energetica** ovvero interventi volti alla riduzione dei consumi che possono a loro volta essere suddivisi in:

a –riduzione del fabbisogno energetico:

ovvero azioni sull'involucro degli edifici, sostituzione degli elettrodomestici e dei corpi illuminanti con nuovi apparecchi a elevata efficienza, installazione di sistemi di termoregolazione e contabilizzazione diretta o indiretta del calore nonché di risparmio energetico nelle diverse realtà produttive;

b – efficienza delle conversioni energetiche:

ovvero azioni finalizzate al miglioramento del processo di trasformazione di combustibile in energia utile per gli usi finali quali per esempio l'installazione di caldaie ad alto rendimento, l'applicazione delle tecnologie cogenerative, del riscaldamento/raffrescamento a pompa di calore nonché impianti di teleriscaldamento.

Attraverso la realizzazione di quanto indicato nello scenario di piano si è proceduto con la verifica del raggiungimento degli obiettivi di piano in particolare dell'obiettivo di Burden Sharing, definito dal Decreto Ministeriale 15 marzo 2012, e di altri due obiettivi coerenti con le norme nazionali e le direttive europee come qui di seguito riportato.

Il **PRIMO OBIETTIVO** di **PEAR** riprende quanto indicato dal **Decreto Ministeriale 15 marzo 2012** “Definizione della qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle province autonome”, denominato decreto “Burden Sharing”, che stabilisce per ogni regione una percentuale di energia da fonte rinnovabile sul consumo finale lordo da raggiungere entro il 2020 e negli anni intermedi. Il Decreto Ministeriale 11 Maggio 2015⁸ ha definito una specifica metodologia per il calcolo degli obiettivi regionali di Burden Sharing, che viene effettuato da GSE ed Enea e trasmesso alle Regioni. Nell’immagine a seguire si riporta la tabella riepilogativa dell’obiettivo presente nel documento di PEAR nel quale nella prima riga (FER/CFL⁹ scenario di piano) è indicata la percentuale raggiunta con gli interventi previsti nello scenario di piano del PEAR, nella seconda riga (obiettivo FER/CFL) sono indicati gli obiettivi posti dal Decreto di Burden Sharing per la Regione Valle d’Aosta .

TOTALE PRODUZIONE DA FER E CONSUMI FINALI (PER CALCOLO OBIETTIVO BURDEN SHARING)										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
FER/CFL SCENARIO DI PIANO	48,8%	53,9%	51,9%	52,2%	52,5%	52,8%	52,9%	53,1%	53,2%	53,4%
OBIETTIVO FER/CFL Tabella A - decreto di "Burden Sharing"	anno partenza BS= 51,6%	51,8%		51,0%		50,7%		51,0%		52,1%
		●		●		●		●		●

FIGURA 12: Schema riepilogativo dell’obiettivo di Burden Sharing – previsioni al 2020

Il **SECONDO OBIETTIVO** del **PEAR** riprende quanto indicato nella **direttiva 2006/32/CE** che prevede la riduzione dei consumi energetici complessivi dell’UE del 20% rispetto al livello tendenziale e obbliga gli Stati europei a redigere un Piano d’Azione per l’Efficienza Energetica (PAEE).

Tale obiettivo non è stato declinato a livello regionale, vengono indicate all’interno del PAEE delle percentuali di riduzioni dei consumi che devono essere raggiunte a livello nazionale al 2020.

⁸ “Approvazione della metodologia che, nell’ambito del sistema statistico nazionale, è applicata per rilevare i dati necessari a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali, in attuazione dell’articolo 40, comma 5, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28” redatta in coerenza con la metodologia nazionale definita nel Decreto Ministeriale del 14 Gennaio 2012 “Approvazione della metodologia che, nell’ambito del sistema statistico nazionale in materia di energia, è applicata per rilevare i dati necessari a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali in materia di quote dei consumi finali lordi di elettricità, energia per il riscaldamento e il raffreddamento, e per i trasporti coperti da fonti energetiche rinnovabili”.

⁹ FER= Fonti energetiche rinnovabili; CFL= Consumo finale lordo

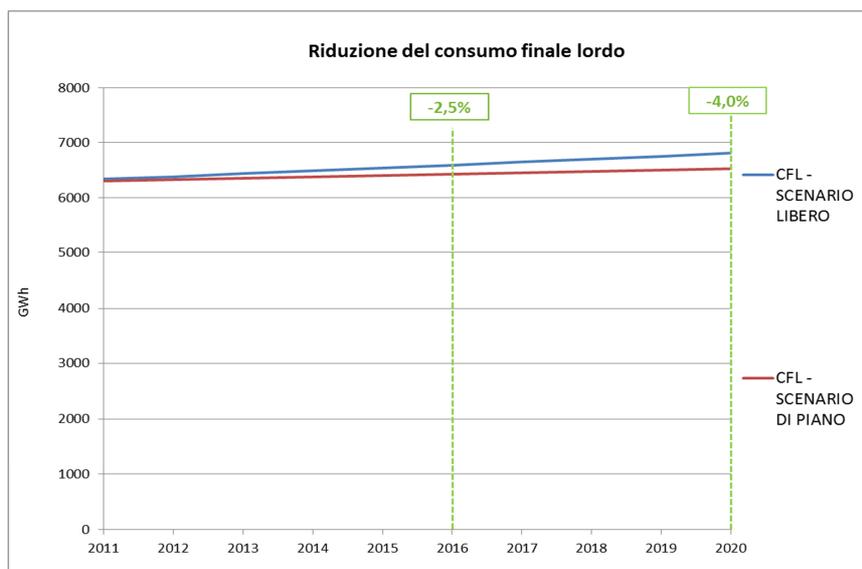


FIGURA 13: Riduzione del consumo finale lordo

Il **TERZO OBIETTIVO** del **PEAR** prevede la riduzione delle emissioni di CO₂ che a livello Europeo viene prevista del 20% rispetto ai valori del 1990. Anche questo obiettivo non è stato declinato a livello regionale.

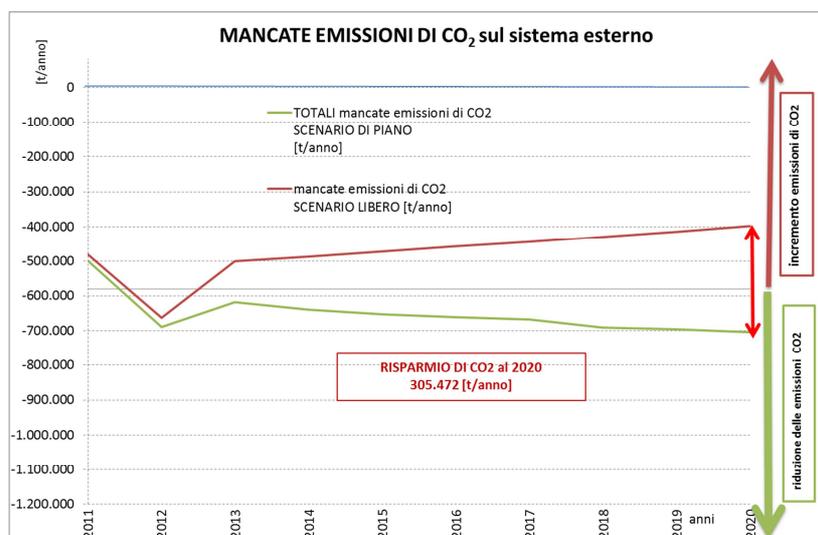


FIGURA 14: Mancate emissioni di CO₂ : andamento delle mancate emissioni di CO₂ nello scenario libero e nello scenario di piano dal 2011 al 2020

Per quanto riguarda l'emissione di CO₂ si evidenzia che la Valle d'Aosta ha un sistema energetico differente rispetto alle altre regioni italiane in quanto è caratterizzata da un'elevata produzione di energia elettrica di tipo rinnovabile che genera delle esportazioni nettamente superiori rispetto ai consumi regionali. Viene quindi introdotto il concetto di "mancate emissioni" nel sistema esterno alla regione, definito come la differenza tra le emissioni di CO₂ generate da fonte fossile sul territorio regionale e le emissioni evitate per l'esportazione nel sistema esterno di energia elettrica da fonte rinnovabile, energia elettrica che sarebbe altrimenti prodotta da centrali termoelettriche tradizionali. La mancate emissioni della CO₂ hanno quindi

valore negativo perché le emissioni evitate nel sistema esterno superano le emissioni prodotte sul territorio regionale da fonte fossile.

Gli interventi previsti nello scenario di piano del PEAR hanno quindi lo scopo di aumentare le “mancate” emissioni verso il sistema esterno rispetto a quanto previsto nello scenario libero.

3. METODOLOGIA DI MONITORAGGIO

Il monitoraggio del PEAR è un obbligo normativo indicato sia nella legge regionale 13/2015, all'articolo 27, che prevede un monitoraggio biennale del PEAR in coerenza con gli obiettivi del Decreto di Burden Sharing, sia nella legge regionale 12/2009 relativa alla procedura di VAS, la quale prevede il monitoraggio di alcuni indicatori ambientali individuati nella fase di procedura di VAS del PEAR.

Il D.M. "Burden Sharing" impone poi, a livello nazionale, che venga valutato per ciascuna Regione il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali in termini di quota di fonti energetiche rinnovabili sul consumo finale lordo al 2020 e in anni intermedi.

Il monitoraggio del PEAR dovrà essere coerente con le scadenze e le tempistiche fissate dal D.M. "Burden Sharing" e pertanto dovrà essere effettuato a cadenza almeno biennale.

Si riporta nello schema a seguire una sintesi delle tempistiche previste a livello nazionale per la verifica degli obiettivi di Burden Sharing e delle tempistiche a livello regionale per il monitoraggio del PEAR e per la redazione dei Bilanci Energetici Regionali (BER).

		2016	2017	2018	2019	2020	2021
NAZIONALE: OBIETTIVO DI BURDEN SHARING D.M. del 15/03/2012	OBIETTIVO BURDEN SHARING (Tabella A) per la Regione Valle d'Aosta	50,7%	-	51,0%	-	52,1%	-
	Trasmissione da parte del GSE di dati relativi a FER, CFL e del rapporto FER/CFL alle regioni	trasmissione dati anno 2012-2013 -2014 -2015	trasmissione dati riferiti all'anno 2016	trasmissione dati riferiti all'anno 2017	trasmissione dati riferiti all'anno 2018	trasmissione dati riferiti all'anno 2019	trasmissione dati riferiti all'anno 2020
	MISE trasmette entro il 31/12 di ogni anno la verifica dell'obiettivo BS (art 5 comma 1 DM 15/03/2012)	verifiche non vincolanti per anni 2012-2014	verifica obiettivo riferito all'anno 2016	-	verifica obiettivo riferito all'anno 2018		verifica obiettivo riferito all'anno 2020
REGIONALE: BILANCI ENERGETICI REGIONALI (BER)	Raccolta dati	raccolta dati per gli anni dal 2007 al 2015	raccolta dati riferiti al 2016	raccolta dati riferiti al 2017	raccolta dati riferiti al 2018	raccolta dati riferiti al 2019	raccolta dati riferiti al 2020
	Redazione dei BER	aggiornamento del bilancio energetico fino al 2015	aggiornamento bilanci al 2016	aggiornamento bilanci al 2017	aggiornamento bilanci 2018	aggiornamento bilanci 2019	aggiornamento bilanci 2020
REGIONALE: MONITORAGGIO DEL PEAR E INDICATORI DI VAS	Monitoraggio del PEAR e degli indicatori previsti nella VAS	- definizione della metodologia di monitoraggio del PEAR e della VAS - monitoraggio riferito agli anni dal 2011 fino al 2015	monitoraggio aggiornato al 2016	-	monitoraggio aggiornato al 2018	-	monitoraggio aggiornato al 2020

FIGURA 15: Schema sintetico del monitoraggio degli obiettivi di Burden Sharing, del PEAR e delle tempistiche della raccolta dati

3.1 ANALISI DEL SISTEMA ENERGETICO REGIONALE

Il monitoraggio del PEAR prevede le seguenti principali fasi che saranno approfondite e analizzate nei capitoli a seguire :

- recepire e analizzare i dati derivanti dal **monitoraggio del Burden Sharing** e attribuiti, dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE), alla Regione Valle d'Aosta, in particolare in riferimento al raggiungimento dei relativi obiettivi;
- redigere i **bilanci energetici regionali (BER)**, che hanno lo scopo di analizzare il sistema energetico regionale, con un approccio di raccolta dati il più possibile “bottom – up” al fine di valorizzare le informazioni puntuali e i data base di fonti amministrative organizzate, nonché le eventuali modellizzazioni del fabbisogno energetico territoriale;
- valutare l'**andamento del sistema energetico regionale**, suddiviso nei singoli vettori, confrontando i dati utilizzati nella redazione dei BER con quanto derivante dalla metodologia di Burden Sharing e con gli scenari e obiettivi di piano, mettendo in evidenza eventuali scostamenti nei dati e analizzando le relative differenze metodologiche;
- prendere in considerazione la **variazione del quadro normativo nonché delle azioni e misure** in atto che possano influire sull'andamento del sistema energetico regionale e valutare l'impatto sullo scenario di piano e sul rispetto degli obiettivi di piano;
- formulazione per ogni singolo vettore analizzato di un **NUOVO SCENARIO** che tiene conto delle considerazioni di cui al punto precedente al fine di consentire la verifica del raggiungimento degli obiettivi di piano per il periodo temporale dal 2016 al 2020.
- attuare quanto previsto nel documento di **monitoraggio della Valutazione Ambientale Strategica (VAS)** del PEAR, con particolare riferimento agli indicatori di contesto e di monitoraggio, ponendo particolare attenzione al coinvolgimento delle strutture competenti, individuate nel documento stesso, per :
 - verificare l'attualità e la validità degli indicatori forniti dalle stesse nel documento di monitoraggio e valutare la necessità di eventuali aggiornamenti al fine di descrivere il contesto di riferimento e di analizzare l'evoluzione del sistema energetico con particolare riferimento alle ricadute ambientali e alla verifica della coerenza con quanto previsto nelle altre pianificazioni di settore;
 - implementare modalità di monitoraggio trasparenti, standardizzabili e replicabili negli anni volte al contenimento dell'onere di raccolta dati, evitando duplicazioni di analisi, attingendo, ove disponibili, a pubblicazioni ufficiali sulla tematica;
- effettuare un'analisi critica dei risultati e formulare eventuali proposte riguardo alla possibilità di adottare misure alternative.

I bilanci energetici regionali (**BER**), allegati al presente documento (**Allegato 1**), hanno lo scopo di “fotografare”, per ogni anno, tutti gli aspetti energetici del territorio (consumi, produzioni, importazioni, esportazioni, ecc.). Il bilancio energetico nella sua forma più sintetica è rappresentato da una tabella nella quale vengono riportati per ciascun vettore energetico (solidi, prodotti petroliferi, gas naturale, rinnovabili, calore e energia elettrica), le produzioni, le trasformazioni e i consumi suddivisi per settore di uso finale quale civile, industria, agricolo e trasporti riferito a uno specifico anno solare (Allegato 1 - capitolo 4 “BER 2007-2015”).

La costruzione del BER comporta l'analisi di dettaglio degli impianti che producono e consumano energia presenti sul territorio regionale con raccolta dati, in merito al numero di installazioni, potenza installata,

superficie, consumi, produzioni ecc.. Nella redazione dei BER è stato privilegiato un approccio “bottom-up” che prevede l'utilizzo di banche dati organizzate disponibili presso la pubblica amministrazione (PA), i dati del catasto energetico regionale (CER), o statistiche conformi ai requisiti di qualità SISTAN. E' importante che i database siano consistenti e validati e che siano replicabili negli anni al fine di poter effettuare delle rilevazioni affidabili e confrontabili nel tempo. La raccolta dati locali, ove possibile, è stata effettuata non solo a scala regionale ma anche su scala comunale e/o di aggregazione di comuni.

Per **analisi del sistema energetico regionale** si intende il confronto degli scenari e degli obiettivi del PEAR con i dati contenuti nei bilanci energetici regionali e i dati forniti da GSE/ENEA che prevedono l'applicazione della metodologia di Burden Sharing.

Nello specifico i dati raccolti per la redazione dei bilanci energetici regionali sono confrontati con i corrispondenti dati stimati dal GSE /ENEA (tenendo conto delle differenze metodologiche utilizzate su alcuni vettori) e con le assunzioni effettuate nell'ambito della redazione degli scenari del PEAR.

Il confronto tra i dati raccolti a livello regionale e GSE/ENEA, da un punto di vista metodologico, si rende necessario in quanto le analisi condotte da GSE ed Enea su ciascuna regione derivano prevalentemente da dati statistici nazionali poi ripartiti a livello regionale (ovvero con analisi di tipo “top - down”) con una serie di fattori di correzione. Come già indicato, questo approccio può comportare, per una regione piccola come la nostra, andamenti anomali e poco rappresentativi della realtà, con il rischio di vanificare gli sforzi intrapresi in termini di efficienza energetica in quanto non sufficientemente valorizzabili all'interno della metodologia.

Il raffronto di quanto effettuato da GSE ed Enea con i dati regionali consente quindi, da un lato, laddove i valori coincidano, di validare ulteriormente quanto utilizzato a livello regionale, dall'altro, ove sono presenti notevole discrepanze, di fare emergere, nei tavoli di lavoro previsti dall'Osservatorio del Burden Sharing, tali differenze e provare a definire dei valori di consumi e/o produzioni che siano rappresentativi della realtà territoriale.

Gli andamenti dei consumi finali lordi (CFL) e delle produzioni da fonti energetiche rinnovabili (FER) riportati da ENEA/GSE e desunti dai BER sono quindi confrontati con i medesimi andamenti dello scenario libero e di piano del PEAR. Gli stessi dati sono utilizzati per la verifica del raggiungimento dei tre obiettivi previsti nel PEAR con particolare riferimento all'obiettivo di Burden Sharing. Tale confronto consente di fare emergere gli scostamenti tra le varie fonti dati e valutare l'evoluzione del sistema energetico regionale in atto con quanto indicato nel PEAR.

Si specifica che il confronto di dati tra BER, quanto riportato nel PEAR e quanto fornito da GSE/ENEA in applicazione della metodologia di Burden Sharing, deve tenere conto anche di alcune importanti differenze metodologiche e di calcolo che di volta in volta vengono riportate e analizzate sui singoli vettori quali per esempio:

- la metodologia di Burden Sharing prevede per la fonte idroelettrica e eolica l'applicazione di una formula di normalizzazione finalizzata ad attenuare gli effetti delle variazioni climatiche sul singolo anno, mentre nei bilanci, come nel PEAR, viene riportato il dato specifico della produzione lorda dell'anno in oggetto;
- nel documento di PEAR la produzione di energia idroelettrica come i consumi elettrici riportati per gli anni dal 2010 al 2012 sono netti e non lordi come invece richiede la metodologia di Burden Sharing;
- la metodologia di Burden Sharing prevede inoltre delle specifiche formule per il calcolo delle produzioni da solare termico e della quota rinnovabile delle pompe di calore non utilizzate nel

PEAR in quanto al momento della redazione di tale documento la metodologia di burden Sharing non era stata ancora approvata definitivamente.

La metodologia applicata da GSE/ ENEA su ciascun vettore per il calcolo dell'obiettivo di Burden Sharing e definita dal DM del 11/05/2015 consente di confrontare in modo chiaro quanto presente nei BER e quanto riportato nel PEAR di verificare se gli scostamenti rilevati sono di carattere metodologico o dovuti a diverse valutazioni e analisi energetiche effettuate rispetto a quanto inviato dal GSE/ENEA.

SCHEMA SINTETICO MONITORAGGIO DEL PEAR

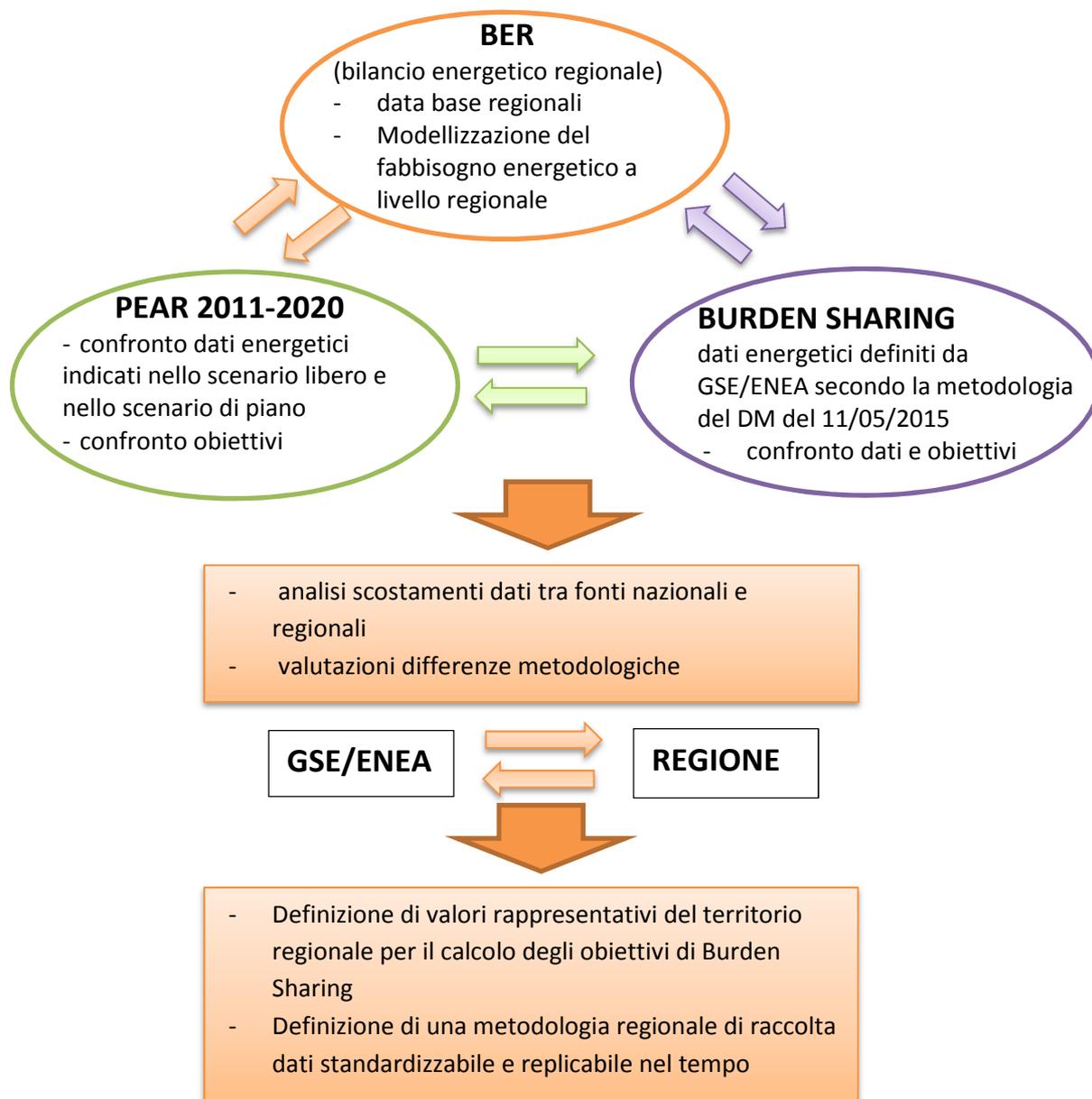


FIGURA 16: Schema riassuntivo del monitoraggio del PEAR

3.2 BURDEN SHARING

Il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 15 marzo 2012 “Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle provincie autonome (c.d. **Burden Sharing**).” prevede per ciascuna regione italiana che venga raggiunta al 2020 e in anni intermedi (2014, 2016, 2018 e 2020) una certa quota, espressa in percentuale, di fonti energetiche rinnovabili (FER) sul consumo finale lordo (CFL), al fine di concorrere al raggiungimento dell’obiettivo nazionale imposto dalla Direttiva Europea 2009/28/CE.

In particolare per la Regione Valle d’Aosta, come indicato nella Tabella A del decreto, è previsto il raggiungimento dei seguenti valori percentuali di fonti energetiche rinnovabili sul consumo finale lordo (FER/CFL):

OBIETTIVI PER LA VALLE D'AOSTA (Tabella A del decreto di "Burden Sharing")	
2012	51,8%
2014	51,0%
2016	50,7%
2018	51,0%
2020	52,1%

TABELLA 2: Obiettivi per la regione Valle d’Aosta di Burden Sharing (rielaborazione tabella a del d.m. 15/03/2012)

Per il calcolo e la valutazione di tali quote attribuite alle regioni è stato emanato il **Decreto Ministeriale 11/05/2015** “Approvazione della metodologia che, nell’ambito del sistema statistico nazionale, è applicata per rilevare i dati necessari a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali, in attuazione dell’articolo 40, comma 5, del decreto legislativo del 03/03/2011 n°28.”, il quale prevede una specifica metodologia regionale finalizzata a rilevare i dati necessari a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali in termini di quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili.

La metodologia del monitoraggio è articolata in 28 schede totali , ciascuna dedicata alle diverse componenti che concorrono alla definizione del numeratore e del denominatore dell’obiettivo regionale, come qui di seguito rappresentato in modo schematico.

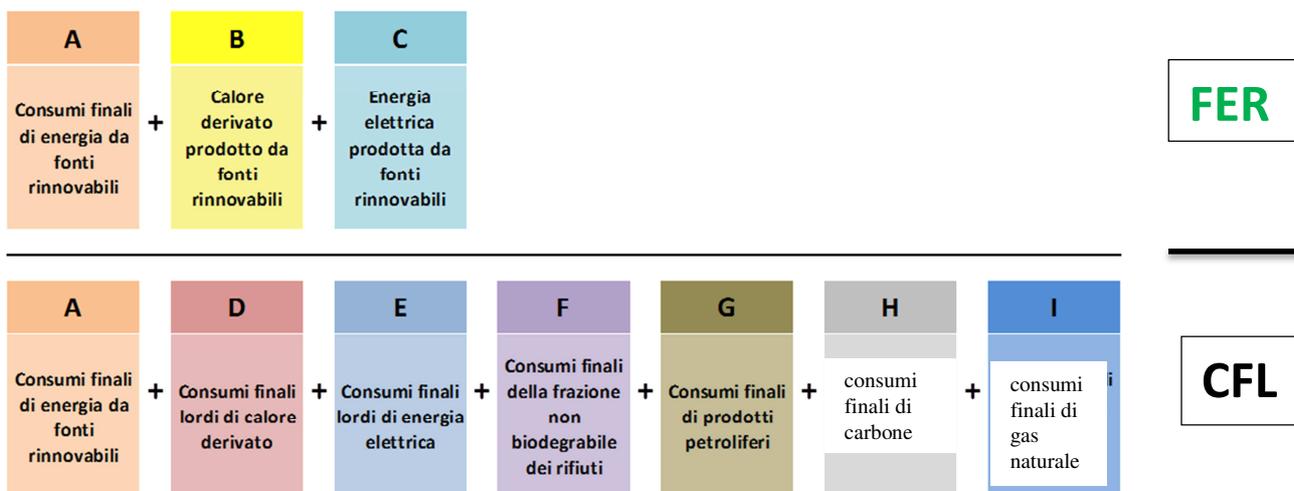


FIGURA 17: Composizione dell'obiettivo Regionale di Burden Sharing

Le componenti "A" "G", "H" e "I" sono suddivise in ulteriori sotto - componenti come di seguito rappresentato:

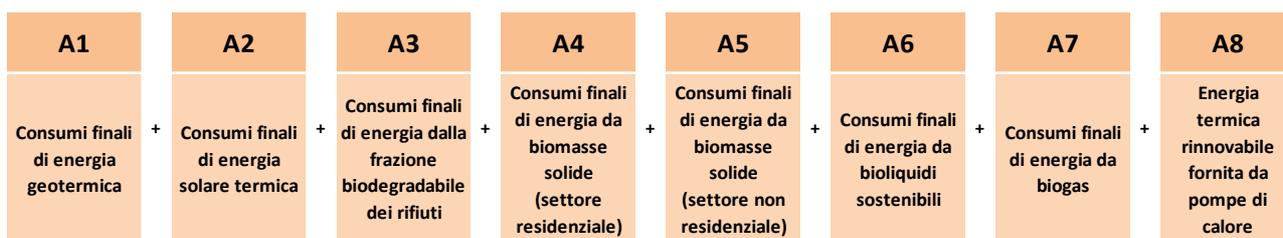


FIGURA 18: Composizione della componente A "Consumi finali di energia da fonti rinnovabili"

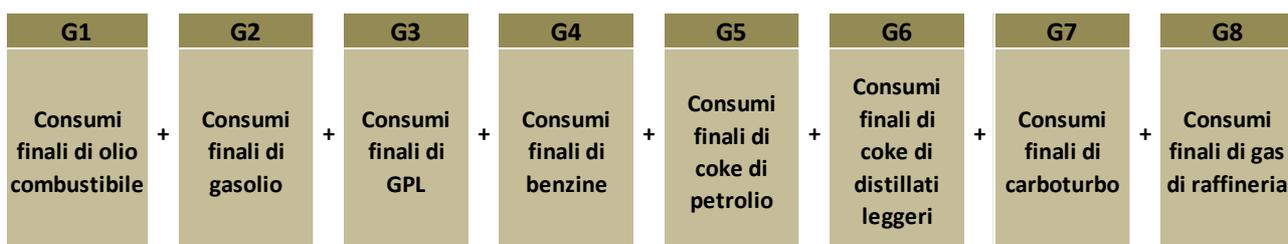


FIGURA 19: Composizione della componente G "Consumi finali di energia di prodotti petroliferi"

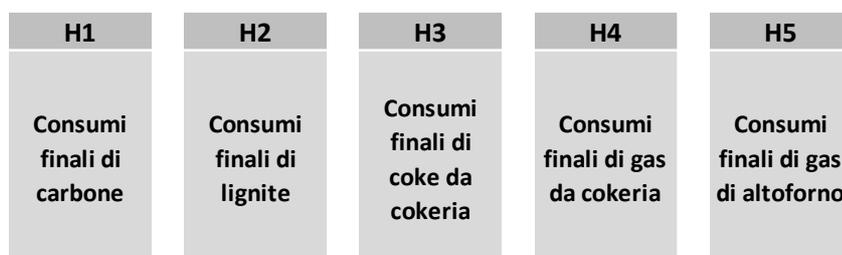


FIGURA 20: Composizione della componente H "Consumi finali di carboni e prodotti derivati"

I1	I2
Consumi finali di gas naturale	Consumi finali di altri gas

FIGURA 21: Composizione della componente I “Consumi finali di gas”

Si specifica che i termini che concorrono alla formazione del numeratore, ovvero i **consumi di energia da fonte rinnovabile (FER)**, sono :

- energia elettrica lorda da fonte rinnovabile prodotta da impianti ubicati nella regione;
- energia termica da fonte rinnovabile per riscaldamento/raffreddamento, prodotta e distribuita, anche mediante teleriscaldamento, da impianti di conversione ubicati nella regione;
- biometano prodotto tramite impianti di produzione ubicati nella regione e immesso nella rete di distribuzione del gas naturale;
- biometano e biogas prodotto tramite impianti di produzione ubicati nella regione immesso in reti di distribuzione private e impiegato per usi termici o di trasporto.

I termini che concorrono, invece, alla formazione del denominatore ovvero il **consumo finale lordo (CFL)** di energia sia da fonti rinnovabili che convenzionali (petrolio, gas, carbone), sono i seguenti:

- consumi elettrici, compresi i consumi degli ausiliari di centrale (usi propri), le perdite di rete e i consumi elettrici per trasporto;
- consumi di energia per riscaldamento e raffreddamento in tutti i settori, con esclusione del contributo dell'energia elettrica per usi termici. In particolare :
 - non devono essere conteggiati i consumi delle attività di trasformazione, bensì solo le fonti energetiche secondarie da queste prodotte. Nel caso di impianti termici che vendono calore a terzi deve essere conteggiata la produzione lorda di energia termica;
 - nel caso dei consumi finali deve essere conteggiato il contenuto energetico delle fonti impiegate;
 - sono esclusi i consumi del settore energetico;
- consumi per tutte le forme di trasporto.

A differenza di quanto previsto per l'obiettivo nazionale definito dal Dlgs. 28/2011, a livello regionale è necessario monitorare i soli consumi di fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica e termica, e non quelli relativi al settore dei trasporti (ad eccezione del biometano). Gli obiettivi nazionali di utilizzo di FER in questo settore, infatti, sono conseguibili principalmente tramite azioni che coinvolgono livelli decisionali nazionali; di conseguenza, il consumo di biocarburanti per trasporti non concorre alla determinazione del numeratore degli obiettivi regionali. Il consumo di FER nel settore trasporti viene invece implicitamente considerato al denominatore, tra i consumi finali lordi di energia.

Il soggetto incaricato di applicare la metodologia per la verifica degli obiettivi regionali è il GSE (Gestore servizi energetici) che, acquisiti parte dei dati necessari dall'Enea, stima annualmente il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali e ne trasmette gli esiti alle Regioni entro il 31 dicembre di ogni anno.

E' inoltre previsto che le regioni, con specifiche scadenze, possano trasmettere al GSE ed ENEA propri dati di consumi che siano però prodotti conformemente ai requisiti di qualità delle statistiche SISTAN. Qualora il GSE verifichi uno scostamento superiore del 10% tra il valore regionale e quello calcolato da GSE/ENEA il

Ministero dello Sviluppo Economico avvia un'istruttoria finalizzata a valutare l'affidabilità statistica del dato di fonte regionale e a verificare l'opportunità di sostituire con tale dato quello previsto dalla metodologia.

Secondo poi quanto previsto dall'articolo 6 del Decreto di Burden Sharing, a decorrere dal 2017, nel caso di mancato conseguimento degli obiettivi da parte delle regioni, qualora questo sia imputato all'inerzia delle medesime amministrazioni, potrà essere loro imposta l'adozione, con un termine comunque non inferiore ai sei mesi, dei provvedimenti necessari al raggiungimento dell'obiettivo. Decorso inutilmente tale termine, il Consiglio dei Ministri nominerà un apposito commissario avente il compito di conseguire la quota di energia da fonti rinnovabili idonea a coprire il deficit riscontrato con oneri a carico della Regione con modalità che saranno fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas¹⁰.

Ai sensi del Dlgs. 28/2011, art. 37, però, ai fini del raggiungimento degli obiettivi, le Regioni e le Province autonome possono concludere accordi o intese, sia con altre Regioni sia con altri Stati membri, per trasferimenti statistici di determinate quantità di energia rinnovabile.

3.3 MONITORAGGIO PREVISTO DALLA PROCEDURA DI VAS

Il monitoraggio previsto dalla procedura di VAS a cui è stato soggetto il PEAR (**Allegato 2** al presente documento) ha l'obiettivo di valutare l'evoluzione del sistema energetico regionale e gli eventuali impatti che gli interventi previsti nel PEAR possano avere sull'ambiente.

Secondo quanto indicato dall'art. 14 della legge regionale 12/2009, i risultati del monitoraggio devono essere trasmessi all' Assessorato Ambiente - Dipartimento Ambiente, Struttura valutazione ambientale e tutela qualità dell'aria.

Come riportato nel documento di monitoraggio del PEAR, il monitoraggio viene effettuato attraverso degli indicatori che si differenziano in:

1 – indicatori di contesto: finalizzati alla definizione del contesto nel quale si inserisce il PEAR, sia da un punto di vista socio economico, sia energetico, sia ambientale;

2 – indicatori di monitoraggio: che si suddividono a loro volta in indicatori di **rappresentazione della relazione tra le aree di intervento e gli obiettivi del piano** e indicatori di **realizzazione** (che quantificano il grado di realizzazione degli interventi), di **risultato** (che consentono di valutare i risultati raggiunti grazie all'attuazione del PEAR in relazione agli obiettivi) e infine di **ricaduta ambientale** degli interventi di piano.

Tali indicatori erano stati individuati dalle strutture competenti nell'ambito della procedura di VAS del PEAR, in un'ottica di rispondere a due esigenze. da un lato, la necessità di rilevare in modo adeguato, lo stato di avanzamento, l'adeguatezza degli interventi e le relative ricadute ambientali, dall'altro di contenere il monitoraggio entro limiti di economicità, cercando di limitare l'onere di raccolta ed elaborazione, facendo riferimento, ove possibile, a indicatori già oggetto di rilevazione periodica.

Da un primo confronto con le strutture competenti, è emersa la necessità di verificare, se alcuni di tali indicatori siano ancora validi e se siano ancora coerenti con quanto previsto negli aggiornamenti, attualmente in corso, delle altre pianificazioni di settore (es: Piano Aria, Piano di Tutela delle Acque). Si rimandano pertanto tali valutazioni nell'ambito delle analisi relative ad ogni indicatore di cui al capitolo 6 e capitolo 7.

Si riportano nei due paragrafi a seguire gli indicatori oggetto di monitoraggio e dove questi sono allocati nel presente documento.

¹⁰ Articolo 6 comma 3 del d.m. 15/03/2012 "... le modalità di cui all'art.37, comma 1 e comma 4 lettera a) del Dlgs 28/2011".

3.3.1 INDICATORI DI CONTESTO

Tali indicatori servono a descrivere i principali elementi che caratterizzano il contesto socio-economico, energetico e ambientale nel quale si inserisce il PEAR e a supportare l'analisi e la comprensione dell'andamento del sistema energetico regionale.

Gli indicatori di contesto socio-economico si suddividono, come riportato al punto I.1 dell'Allegato 2 "Monitoraggio VAS", in tre principali categorie:

- 1 **POPOLAZIONE E DINAMICA DEMOGRAFICA** - popolazione residente, indice di vecchiaia, indice di dipendenza, densità abitativa, indice di concentrazione territoriale;
- 2 **ATTIVITA' ECONOMICHE** - prodotto interno lordo (PIL), valore aggiunto per settore di attività economica, esportazioni, imprese attive per settore di attività, occupazione;
- 3 **TURISMO** - capacità degli esercizi ricettivi per tipologia, arrivi, presenze, permanenza media.

Le analisi e il monitoraggio del contesto sono principalmente riportati nel capitolo 4 del presente documento.

Gli indicatori di contesto energetico sono quelli riportati al punto I.2 dell'Allegato 2 "Monitoraggio VAS" e di seguito riepilogati:

1. consumi energetici regionali per settore e per vettore;
2. consumo per abitante;
3. produzione di energia da fonte rinnovabile;
4. intensità energetica;
5. emissione di CO₂ per ogni unità di energia consumata.

Per quanto riguarda gli indicatori di contesto energetico, questi sono stati analizzati sia nel presente documento che nell'Allegato 1 "Bilanci Energetici Regionali".

Gli indicatori di contesto ambientale come descritti al punto I.3 dell'Allegato 2 "Monitoraggio VAS" sono, invece, definiti dalle diverse strutture competenti in materia ambientale in quanto significativi nella descrizione delle componenti ambientali. Tali indicatori pur se non direttamente connessi agli interventi del PEAR, sono utili a segnalare, nel corso del monitoraggio, l'emergere di eventuali criticità ambientali che possano modificare il contesto di riferimento. Tali indicatori sono analizzati nel capitolo 7 del presente documento.

BOX: Si riporta nel seguente box una sintesi per l'immediata consultazione degli indicatori presenti nel documento di monitoraggio della VAS del PEAR

1 INDICATORI DI CONTESTO

1.1 INDICATORI DI CONTESTO SOCIO - ECONOMICO	
INDICATORE	POSIZIONE NEL TESTO
Popolazione e dinamica demografica	
Popolazione residente	Capitolo 4.2.1
Indice di vecchiaia	Capitolo 4.2.2
Indice di dipendenza	Capitolo 4.2.3
Densità abitativa	Capitolo 4.2.4
Attività economiche produzione e servizi	

Prodotto interno lordo (PIL)	Capitolo 4.3.1
Valore aggiunto per settore di attività economica	Capitolo 4.3.2
Esportazioni	Capitolo 4.3.3
Imprese attive per settore di attività	Capitolo 4.3.4
Occupazione	Capitolo 4.3.5
Turismo	
Capacità degli esercizi ricettivi per tipologia	Capitolo 4.4.1
Arrivi e presenza	Capitolo 4.4.2
Permanenza media	Capitolo 4.4.3
1.2 INDICATORI DI CONTESTO ENERGETICI	
Consumi energetici regionali per settore e per vettore	Allegato 1 “ Relazione di bilancio energetico regionale”; Capitolo 3 “analisi dati” e capitolo 5 “analisi del sistema energetico regionale”
Consumo per abitante anno	Capitolo 5.4
Produzione di energia da fonte rinnovabile	Capitolo 5.3.1
Intensità energetica	Capitolo 5.4
Emissioni si CO ₂	Capitolo 3 “analisi dati” e capitolo 6.3 “obiettivo di riduzione delle emissioni di CO ₂ ”
1.3 INDICATORI DI CONTESTO AMBIENTALI	
Aria	Capitolo 7.1
Acqua	Capitolo 7.2
Suolo e biosfera	Capitolo 7.3
Paesaggio	Capitolo 7.4
Radiazioni non ionizzanti	Capitolo 7.5
Rifiuti	Capitolo 7.6
Rumore	Capitolo 7.7

3.3.2 INDICATORI DI MONITORAGGIO

Gli **indicatori di relazione tra le aree di intervento e obiettivi del piano**, come descritti al punto II.1 dell'Allegato 2 “Monitoraggio VAS”, vengono utilizzati unicamente per verificare il contributo di ogni area di intervento al raggiungimento dei tre obiettivi di piano e sono dettagliati per ogni singola fonte negli indicatori di realizzazione, risultato e ricaduta ambientale descritti nei capitoli successivi. Sono inoltre compresi, in forma aggregata, nelle analisi di cui al capitolo 6.

Gli **indicatori di realizzazione, di risultato e di ricaduta ambientale**, come descritti al punto II.2 dell'Allegato 2 “Monitoraggio VAS”, consentono il monitoraggio di tutti gli interventi di PEAR, sono

dettagliati per ciascun intervento (fonti energetiche rinnovabili, riduzione del fabbisogno energetico e efficienza della conversione energetica) e si distinguono in:

- **indicatori di realizzazione:** quantificano il grado di attuazione degli interventi;
- **indicatori di risultato:** permettono di controllare i risultati raggiunti grazie all'attuazione del piano;
- **indicatori di ricaduta ambientale:** monitorano gli effetti del PEAR rispetto agli obiettivi di sostenibilità ambientale.

Gli indicatori di realizzazione e di risultato sono stati analizzati nel capitolo 5 , mentre gli indicatori di ricaduta ambientale vengono illustrati nel capitolo 7.

BOX: Si riporta nel seguente box una sintesi per l'immediata consultazione degli indicatori presenti nel documento di monitoraggio della VAS del PEAR

II INDICATORI DI MONITORAGGIO

II.2 INDICATORI DI REALIZZAZIONE, DI RISULTATO E DI RICADUTA AMBIENTALE	
INDICATORE	POSIZIONE NEL TESTO
Indicatori di realizzazione	Per ogni singolo intervento sono stati analizzati nel capitolo 5.1 e capitolo 5,2
Indicatori di risultato	Per ogni singolo intervento sono stati analizzati nel capitolo 5.1 e capitolo 5.2
Indicatori di ricaduta ambientale direttamente connessi agli interventi di piano	Per ogni singolo intervento sono stati analizzati nel capitolo 5.1 e capitolo 5.2 limitatamente per la CO ₂ risparmiata
Indicatori di ricaduta ambientale direttamente connessi agli interventi di piano	A seconda della componente ambientale coinvolta (aria, acqua, suolo ecc...) sono stati analizzati nei capitoli dal 7.1 al capitolo 7.7
Indicatori di ricaduta ambientale direttamente connessi agli interventi di piano – procedure autorizzative	Analizzate nel capitolo 7.8

4. ANALISI DI CONTESTO

Il sistema energetico di un territorio è strettamente correlato al contesto geografico, antropico e socio-economico a cui si riferisce. Si riportano di seguito i principali fattori che possono indirizzare la lettura dei dati energetici successivi: la conoscenza di tali informazioni è fondamentale per analizzare criticamente l'attendibilità dei dati e per la comprensione del sistema nel suo complesso.

I dati di seguito analizzati comprendono anche quelli individuati nel documento di monitoraggio della Valutazione Ambientale Strategica del PEAR come **“indicatori di contesto socio-economici”**.

4.1 IL TERRITORIO E IL CLIMA

La Valle d'Aosta si estende su una superficie di 3.263 km² costituita prevalentemente da un territorio di tipo montuoso, caratterizzato da elevate catene montuose, valli profonde e versanti a forte pendenza.

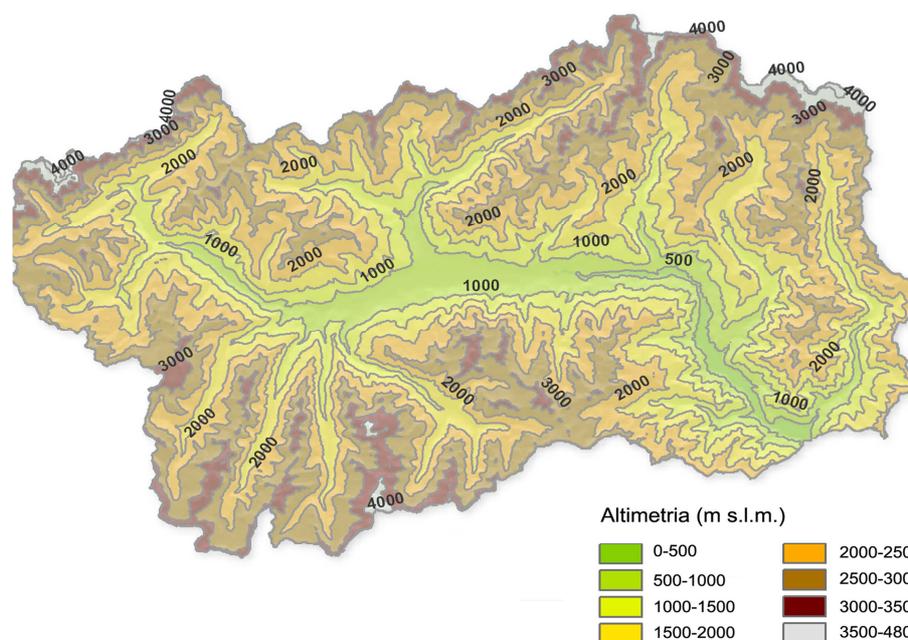


FIGURA 22: Altimetria del territorio regionale (Fonte: ARPA Valle d'Aosta).

La quota media è di circa 2106 m s.l.m., variando da 343 m nell'estremità sud orientale ai 4810 m della vetta del Monte Bianco.

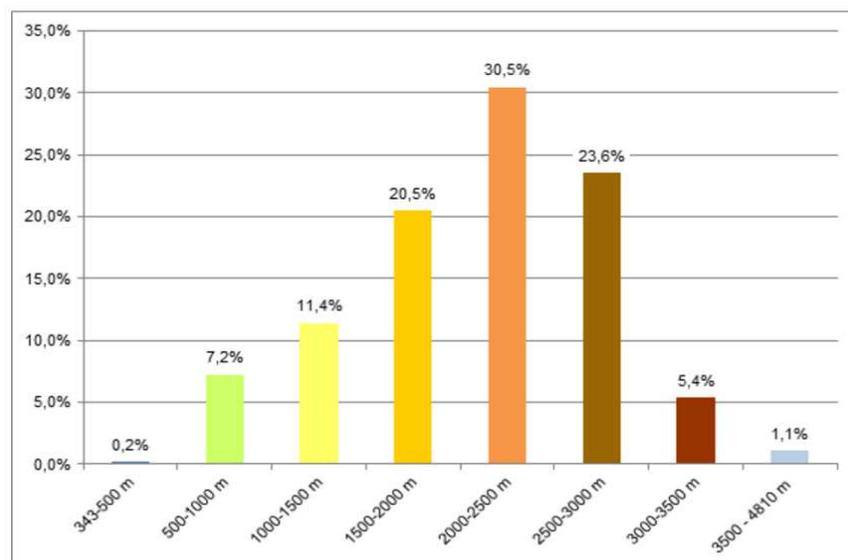


FIGURA 23: Distribuzione del territorio regionale alle diverse quote altimetriche (Fonte: ARPA Valle d'Aosta).

Secondo la ripartizione del territorio in base alle tipologie di paesaggio naturale/artificiale secondo le classi utilizzate nel progetto Corine Land Cover (CLC)¹¹ emerge che più del 80% del territorio regionale è costituito da boschi, aree naturali e aree di alta montagna e circa il 20% del territorio è idoneo a insediamenti umani e a uso agricolo.

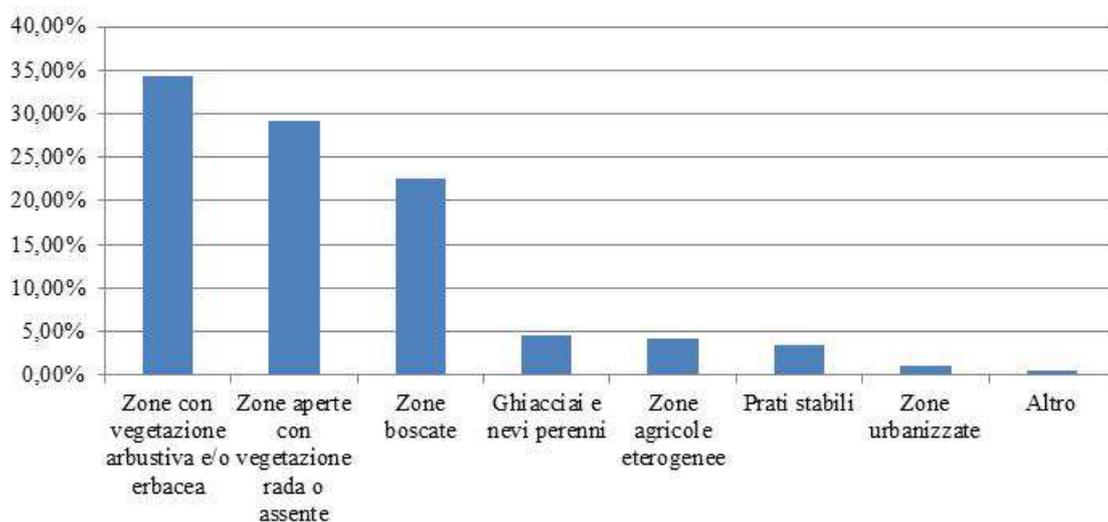


FIGURA 24: distribuzione del territorio regionale in %in base alle tipologie di paesaggio naturale e artificiale CLC 2006(fonte: - ARPAA Valle d'Aosta)

¹¹ Il progetto Corine Land Cover (CLC) è nato a livello europeo specificamente per il rilevamento e il monitoraggio delle caratteristiche di copertura e uso del territorio, con particolare attenzione alle esigenze di tutela ambientale. Con questo progetto si è inteso realizzare un mosaico Europeo all'anno 2006 basato su immagini satellitari SPOT-4 HRVIR, SPOT 5 HRG e/o IRS P6 LISS III, ed è stata derivata dalle stesse la cartografia digitale di uso/copertura del suolo all'anno 2006 e quella dei relativi cambiamenti.

La disomogeneità del territorio porta ad avere condizioni microclimatiche particolari legate all'altitudine, all'esposizione dei versanti, alle diverse condizioni di ventosità ed umidità. Secondo l'allegato A del DPR 412 del 1993, che suddivide i comuni italiani in base ai Gradi Giorno, i comuni valdostani rientrano in due fasce climatiche (E,F), ovvero:

Zona E: numero di gradi-giorno ¹² maggiore di 2.100 e non superiore a 3.000;

Zona F: numero di gradi-giorno maggiore di 3.000.

La maggior parte dei comuni appartiene alla zona climatica F e solo alcuni comuni situati nella valle centrale da Pont-Saint-Martin a Villeneuve sono classificati in zona E.

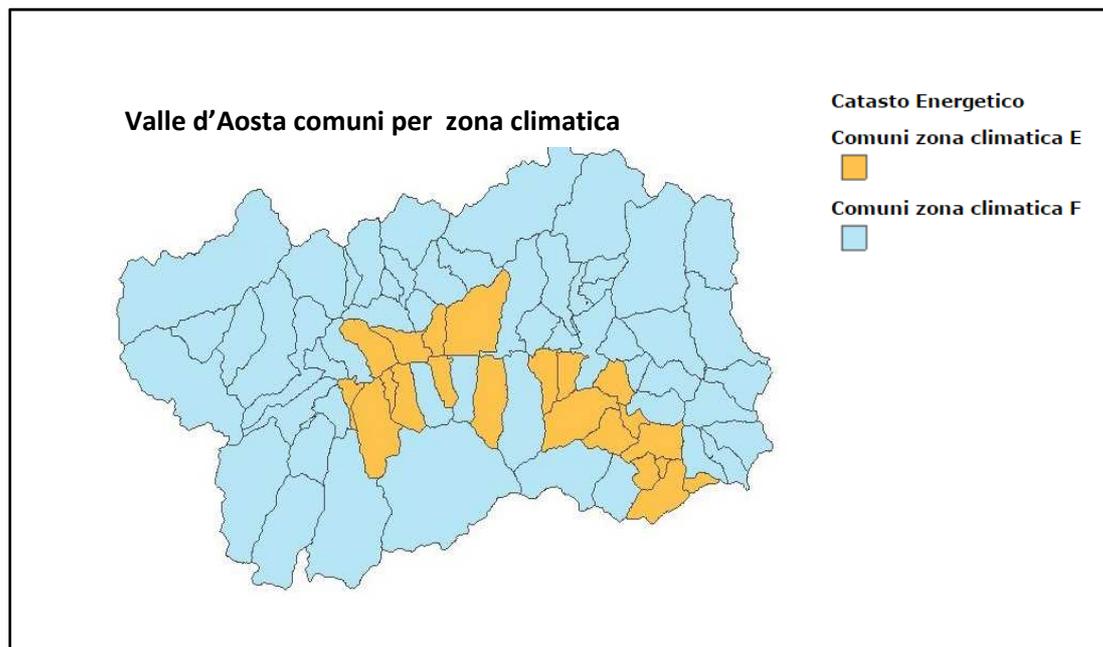


FIGURA 25: Comuni in Valle d'Aosta per zona climatica (fonte: SCT-VdA)

Le temperature medie annue variano notevolmente nelle varie zone del territorio regionale e non sono influenzate unicamente dalla quota altimetrica. In base alle temperature medie rilevate dalle stazioni meteorologiche e considerando che la temperatura diminuisce con l'aumentare della quota si possono elaborare delle mappe delle temperature medie annuali sul territorio.

¹² Per gradi giorno si intende la somma, estesa a tutti i giorni di un periodo annuale convenzionale di riscaldamento, delle sole differenze positive giornaliere tra la temperatura dell'ambiente, convenzionalmente fissata a 20° C, e la temperatura media esterna giornaliera; l'unità di misura utilizzata è il grado giorno (GG).

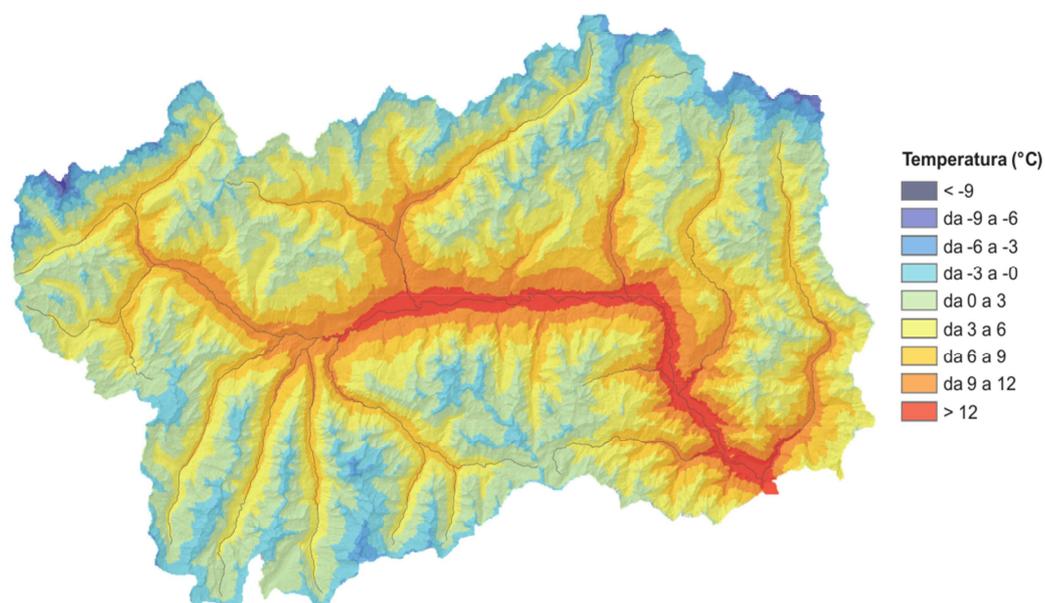


FIGURA 26: Mappa della temperatura media annuale per l'anno 2015(fonte:R.A.V.A Centro Funzionale).

Nella figura a seguire si riporta l'andamento delle temperature medie rilevate in quattro stazioni meteorologiche disposte sul territorio regionale.

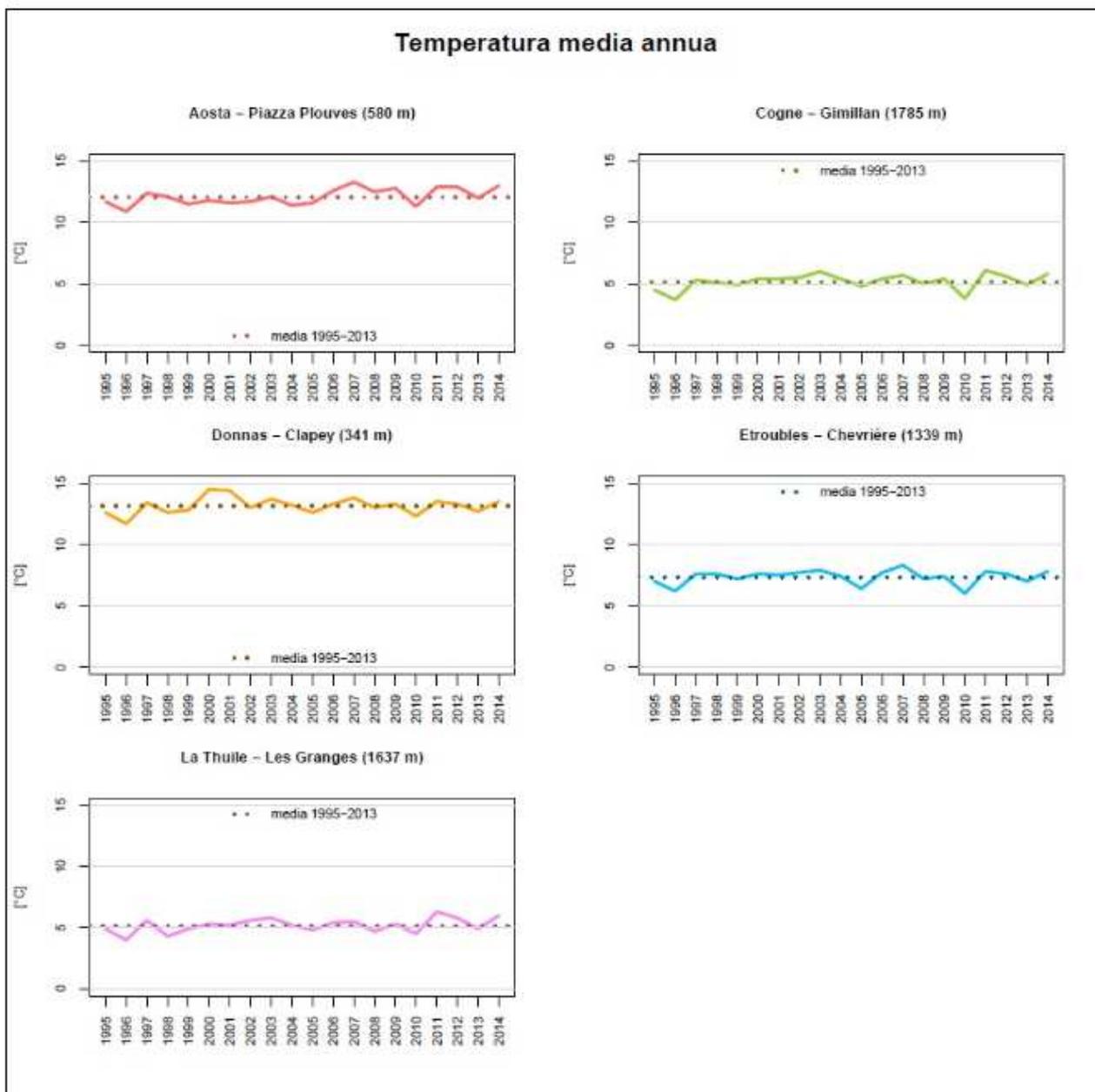


FIGURA 27: Andamento delle temperature per alcune stazioni di misura (fonte: IX relazione sullo stato dell'ambiente in Valle d'Aosta - ARPAVdA)

4.1 POPOLAZIONE E DINAMICA DEMOGRAFICA

4.1.1 LA POPOLAZIONE RESIDENTE

La popolazione residente può influenzare i consumi energetici di un territorio. L'indicatore della popolazione residente è elaborato a partire dalla rilevazione presso tutti i comuni delle iscrizioni e cancellazioni anagrafiche per nascita, morte e trasferimento di residenza. Analizzando l'andamento della popolazione residente in Valle d'Aosta sul medio lungo periodo, si può osservare che il trend di crescita che ha

caratterizzato tutto il secondo dopoguerra del secolo scorso è proseguito fino all'anno 2010 per poi avere una inversione di tendenza presentando una diminuzione nel periodo 2010-2015. L'andamento della popolazione italiana nel periodo 2000-2015 è molto simile all'andamento di quella della Valle d'Aosta presentando una flessione più ridotta nell'anno 2015.

Restringendo l'analisi della popolazione della Valle d'Aosta al periodo 2010-2015, si nota una prima diminuzione nel 2011 che può essere anche stata determinata dalla ricostruzione intercensuaria della popolazione effettuata dall'Istat in base ai dati del censimento 2011. Dopo l'anno 2011 la popolazione ha un andamento circa costante dovuto a due anni di lieve crescita (2012 e 2013) che sono stati compensati dagli ultimi due anni in cui si riscontra una tendenza alla diminuzione. Quest'inversione di tendenza è dovuta principalmente agli effetti del saldo naturale negativo e in misura più ridotta al deficit migratorio.

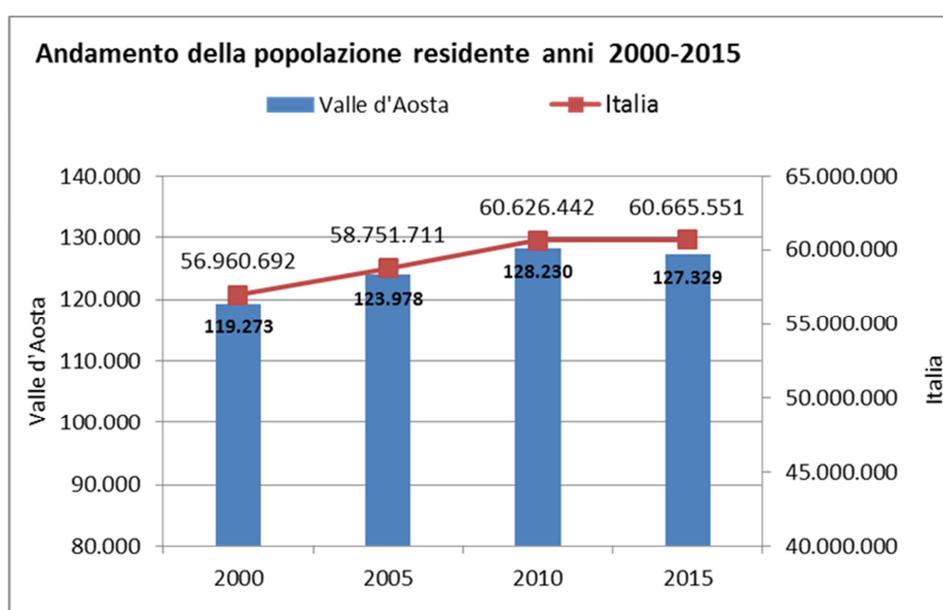


FIGURA 28: Andamento della popolazione residente in Valle d'Aosta e in Italia, valori riferiti al 31 dicembre di ogni anno (fonte :rielaborazione dati Istat)

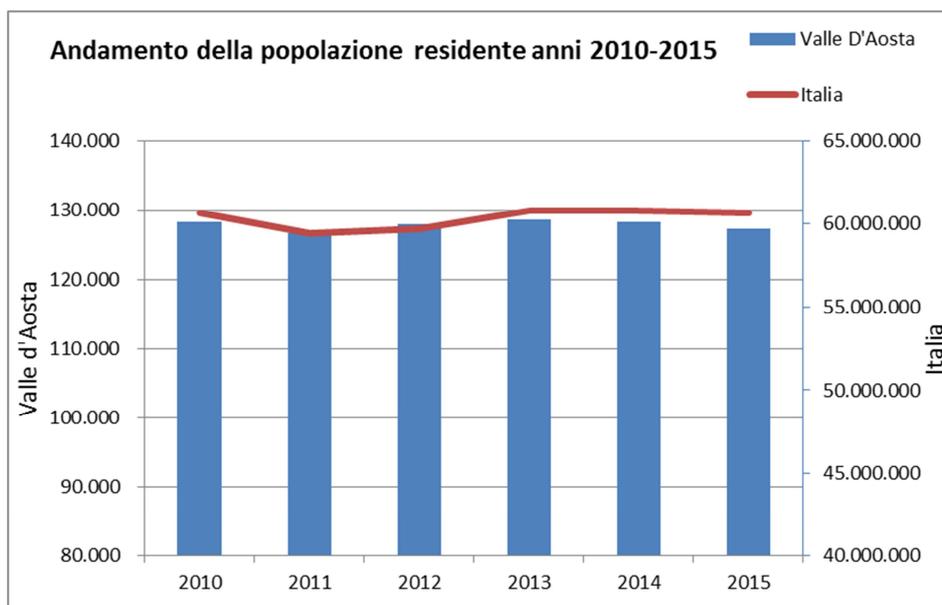


FIGURA 29: Confronto tra la popolazione residente in Valle d'Aosta e in Italia, valori riferiti al 31 dicembre di ogni anno. (fonte: rielaborazione dati Istat)

4.1.2 INDICE DI VECCHIAIA

L'indice di vecchiaia è uno degli indicatori demografici che servono a descrivere la distribuzione dell'età degli individui di una popolazione. Il valore dell'indice si calcola facendo il rapporto tra la popolazione residente di età uguale e superiore ai 65 anni e la popolazione di età uguale e inferiore ai 14 anni e moltiplicandolo per 100. Analizzando la variazione dell'indice di vecchiaia in Valle d'Aosta nel periodo 2010-2015, si nota che l'indice si mantiene quasi costante su valori di poco superiori a 150 negli anni 2010-2013 e poi inizia a crescere in modo marcato a partire dal 2013 superando il valore di 160 nel 2015. Il valore dell'indice di vecchiaia in Italia si mantiene leggermente inferiore ai valori della popolazione valdostana e ha un andamento di lieve crescita che si accentua negli ultimi anni in modo simile all'andamento dell'indice in Valle d'Aosta.

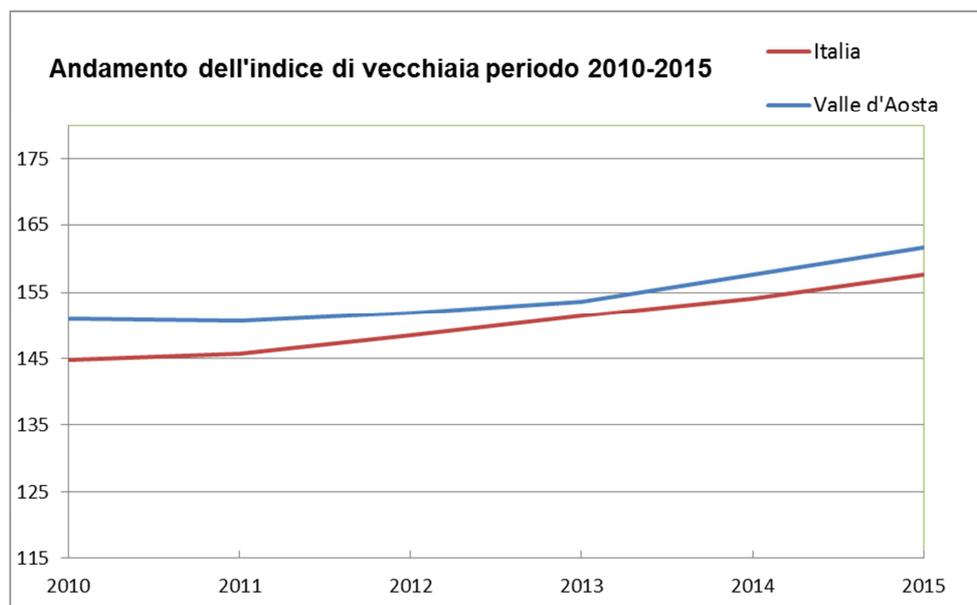


FIGURA 30: Andamento dell'indice di vecchiaia (fonte: rielaborazione dati Istat)

4.1.3 INDICE DI DIPENDENZA (DAGLI ANZIANI)

L'indice di dipendenza dagli anziani è un altro indicatore che descrive la struttura degli individui di una popolazione rispetto all'età. Il valore dell'indice si ricava facendo il rapporto tra popolazione di 65 anni e più e popolazione in età attiva (15-64 anni), moltiplicato per 100. Gli andamenti dell'indice di dipendenza dagli anziani della Valle d'Aosta e dell'Italia sono molto simili. Entrambi sono caratterizzati da una crescita abbastanza debole nel periodo 2010-2011 e poi dimostrano una tendenza alla crescita più marcata negli ultimi anni. Il valore dell'indice di dipendenza della popolazione valdostana si mantiene lievemente superiore a quello della popolazione italiana.

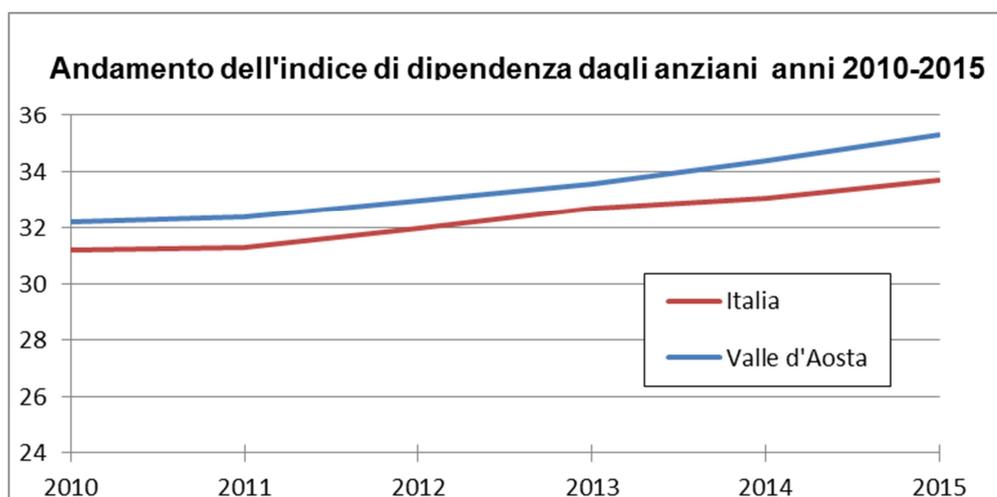


FIGURA 31: Andamento dell'indice di dipendenza dagli anziani (fonte: rielaborazione dati Istat)

4.1.4 DENSITÀ ABITATIVA

La densità abitativa è un indice che esprime il numero di persone che abitano su una determinata area. Si calcola facendo il rapporto tra la popolazione residente e la superficie del territorio considerato e la sua unità di misura è numero di abitanti per km².

Analizzando le figure sottostanti in cui sono messe a confronto le densità abitative dei comuni valdostani espresse in classi di densità, si può agevolmente osservare che non ci sono molte variazioni significative tra l'anno 2010 e l'anno 2015. I comuni di Lillianes e di La Salle sono scesi ad una classe di densità inferiore mentre il comune di Pollein è avanzato ad una classe superiore. La densità abitativa dell'intero territorio della Valle d'Aosta è cresciuta dal valore di 38,8 ab/km² nel 2010 al valore di 39,2 nel 2015 con un incremento del 0,9%.

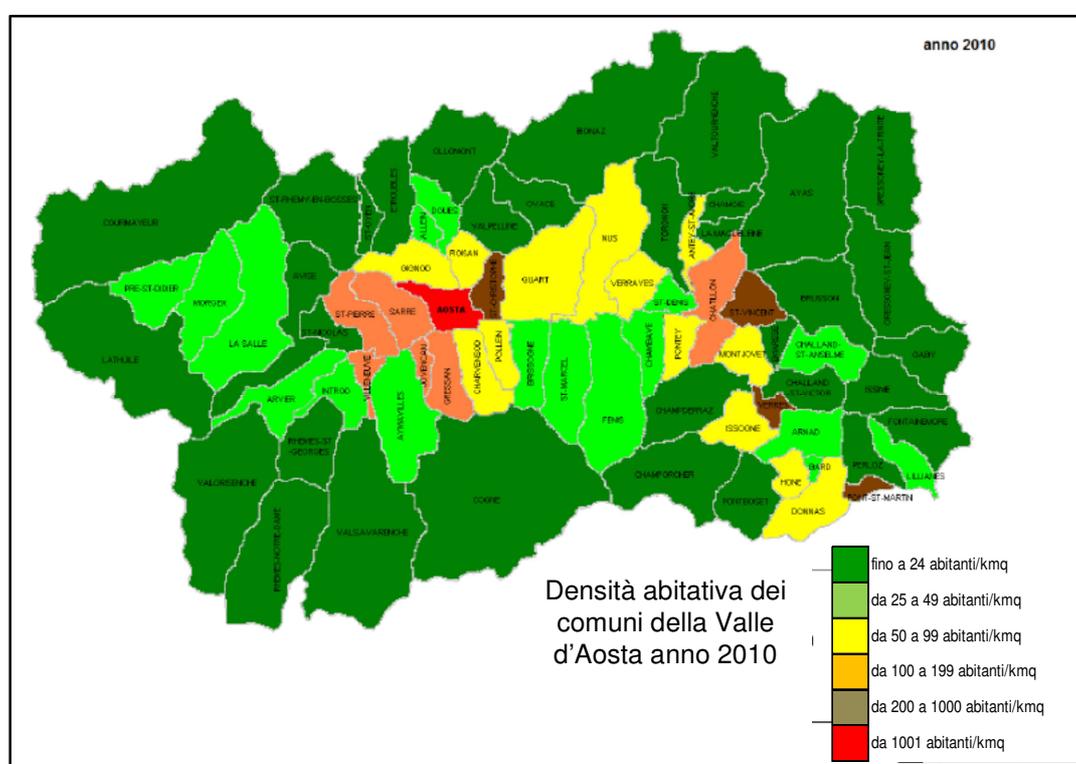


FIGURA 32: Densità abitativa dei comuni anno 2010 (fonte: RAVA Osservatorio economico e sociale)

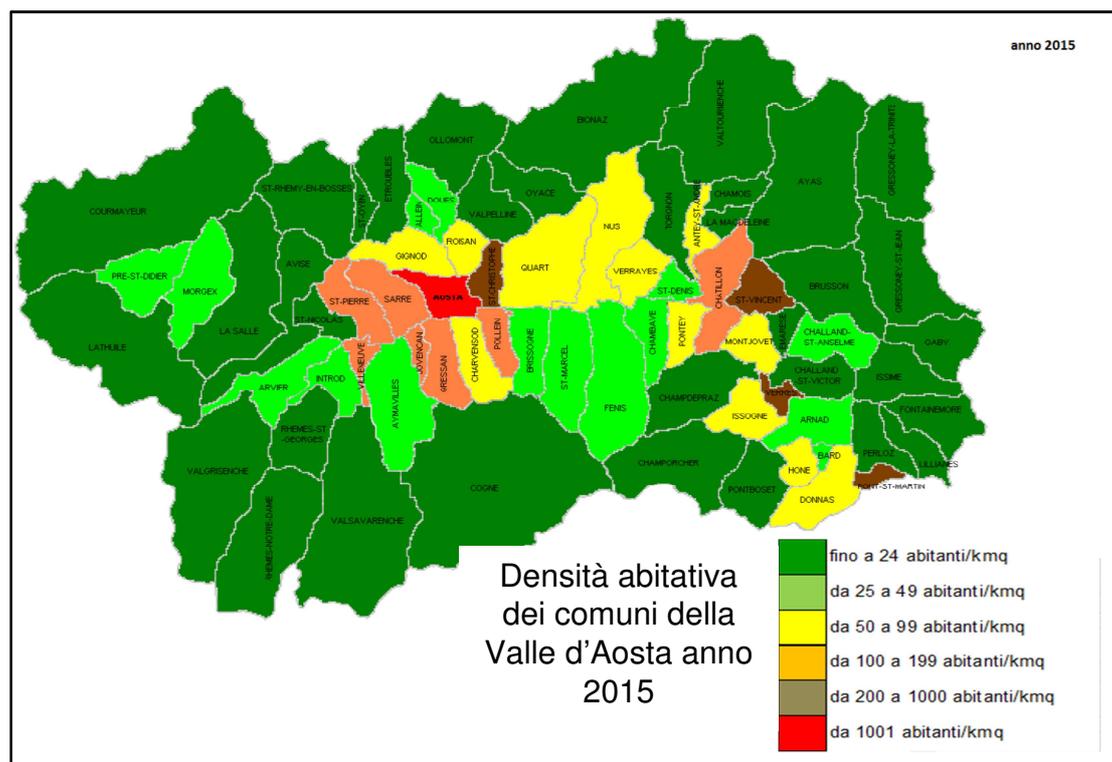


FIGURA 33: Densità abitativa dei comuni anno 2015 (fonte: RAVA Osservatorio economico e sociale)

4.1.5 INDICE DI CONCENTRAZIONE TERRITORIALE

L'indice di concentrazione territoriale è definito come il rapporto tra la popolazione residente nel capoluogo di provincia e la popolazione residente negli altri comuni della provincia moltiplicato per 100. Il valore dell'indice in Valle d'Aosta nel periodo 2010-2015 ha un andamento lievemente decrescente con una diminuzione percentuale del 1,6%. Tale andamento sembra indicare una tendenza alla redistribuzione degli abitanti del capoluogo negli altri comuni della Regione.

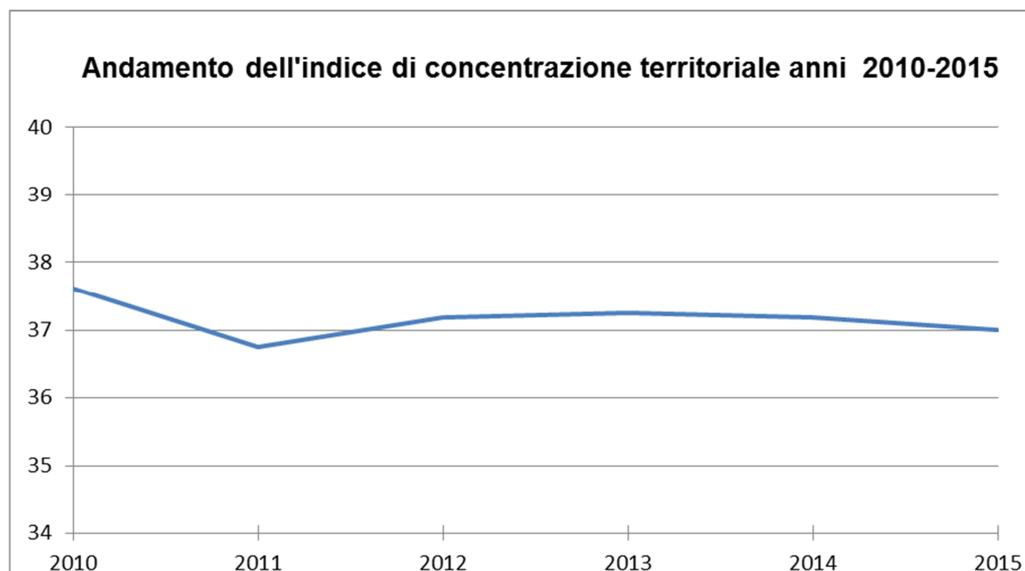


FIGURA 34: Indice di concentrazione territoriale nel periodo 2010-2015 (fonte: elaborazione dati Istat)

4.2 LE ATTIVITA' ECONOMICHE: PRODUZIONI E SERVIZI

4.2.1 PRODOTTO INTERNO LORDO

Il Prodotto interno lordo (PIL), misura il valore complessivo dei beni e servizi finali prodotti all'interno di un paese o di una regione. Essendo il PIL una misura dei beni e dei servizi prodotti risulta evidente il suo legame con le esigenze energetiche di un determinato territorio.

Il valore del PIL della Valle d'Aosta nel periodo 2010-2015 ha un andamento di lieve crescita fino al 2012 e poi segna una lieve flessione a differenza di quello dell'Italia che si mantiene pressoché costante. La variazione del PIL della Valle d'Aosta tra 2010 e 2015 è segna tuttavia un calo del 2.8%. Il PIL verrà utilizzato per il calcolo dell'intensità energetica che si esprime con il rapporto tra il consumo energetico e il PIL stesso.

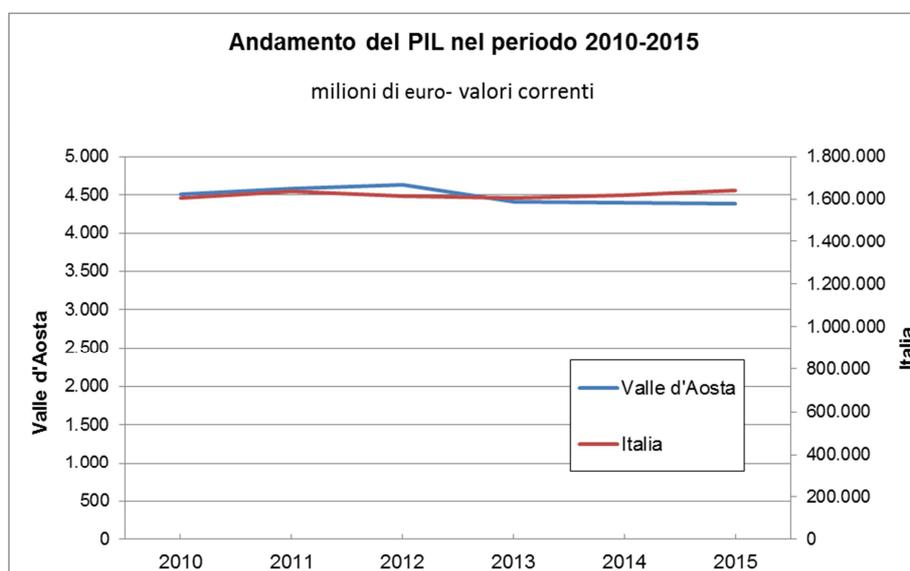


FIGURA 35: PIL a valori correnti periodo 2010-2015 (fonte: elaborazione dati Istat)

4.2.2 VALORE AGGIUNTO PER SETTORE DI ATTIVITÀ ECONOMICA

Il valore aggiunto è dato dal valore della produzione meno il valore dei costi intermedi; esso consente di misurare la crescita del sistema economico in termini di nuovi beni e servizi disponibili per gli impieghi finali. Il valore aggiunto è un indice molto simile al PIL e come questo può essere messo in relazione con le esigenze energetiche legate alla produzione di beni e servizi.

Nel 2015 circa tre quarti del valore aggiunto regionale (74,2%) proviene dai servizi, il 23,5 % è prodotto dall'industria e la parte restante derivava dal settore primario. Nell'industria il settore delle costruzioni è quello più importante e contribuisce per il 35 % circa alla formazione del valore aggiunto industriale. Nel settore dei servizi svolgono un ruolo importante le attività turistiche, commerciali e di informazione e comunicazione, le quali complessivamente spiegano circa il 23% del prodotto regionale e concorrono a formare circa il 35% del valore aggiunto del solo settore terziario, e quelle relative all'intermediazione monetaria e finanziaria e alle attività immobiliari e imprenditoriali, che spiegano circa un quarto del valore aggiunto regionale.

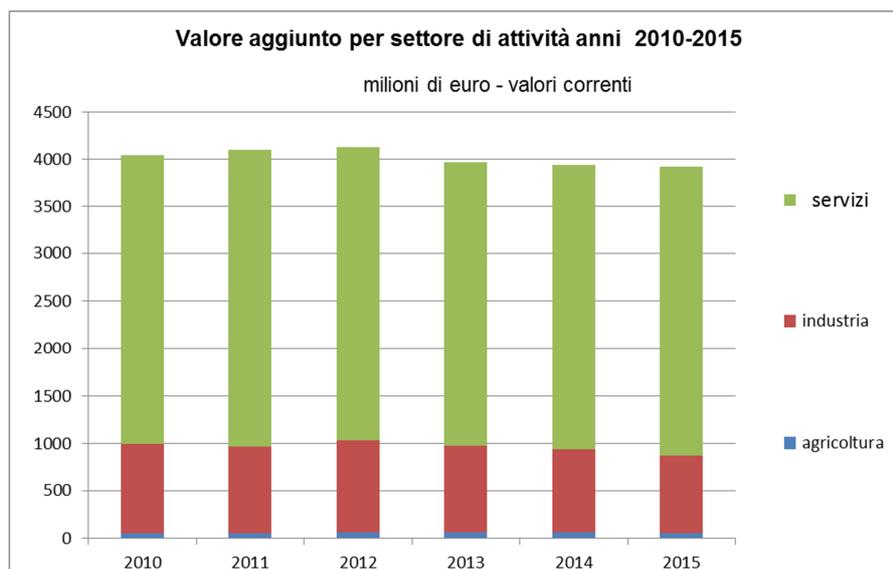


FIGURA 36: Valore aggiunto per settore di attività periodo in Valle d' Aosta nel periodo 2010-2015. - (fonte: elaborazione dati Istat)

4.2.3 ESPORTAZIONI

Le esportazioni misurano il valore dei trasferimenti di beni e di servizi da operatori residenti a operatori non residenti. Osservando l'andamento delle esportazioni nel periodo 2010-2015, si vede che la Valle d'Aosta manifesta un andamento abbastanza costante con una lieve tendenza alla diminuzione. Nello stesso periodo, le esportazioni dell'Italia mostrano un andamento lievemente crescente. L'andamento delle esportazioni in Valle d'Aosta è fortemente condizionato dal settore merceologico dei metalli di base che rappresenta da solo più della metà del valore totale delle esportazioni (circa il 60% nel 2014).

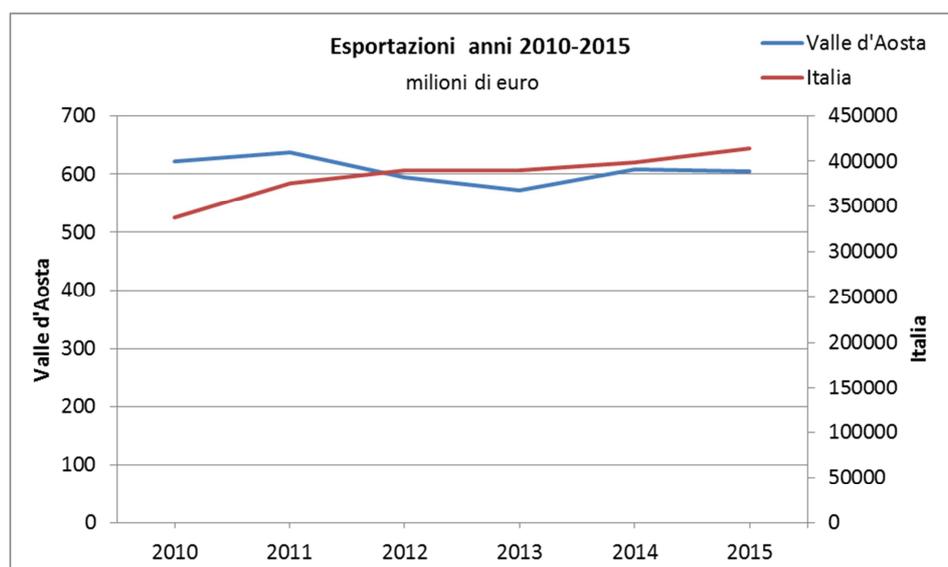


FIGURA 37: Esportazioni espresse in milioni di euro, confronto tra la Valle d' Aosta e l'Italia. - (fonte: elaborazione dati Istat)

4.2.4 IMPRESE ATTIVE PER SETTORE DI ATTIVITA'

Le imprese attive in valle d'Aosta a fine 2015 sono 11.357, i settori più numerosi sono quelli delle costruzioni, del commercio e del turismo che insieme rappresentano più della metà del totale.

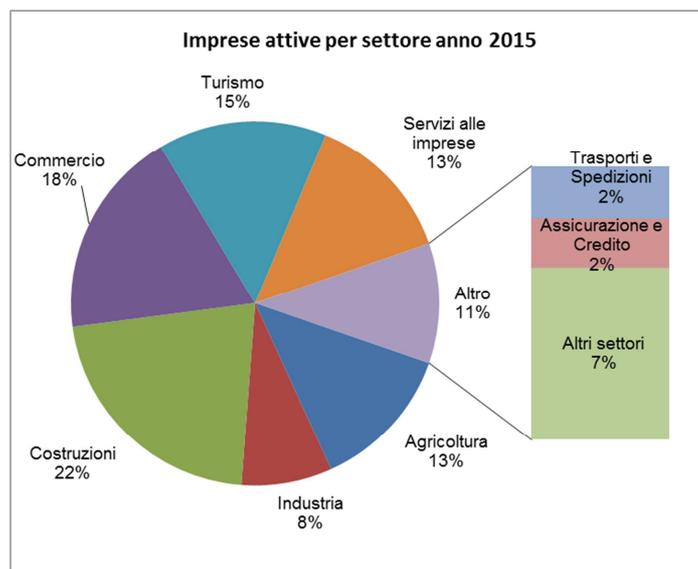


FIGURA 38: Imprese attive in Valle d'Aosta per settore anno 2015(Fonte dati: Unioncamere-Movimprese)

Analizzando l'andamento delle imprese attive nel periodo 2010-2015, si può notare che vi è stata una significativa riduzione del numero di imprese di circa il 8,5% sull'intero periodo. In particolare la diminuzione è dovuta principalmente al settore agricolo (-21,8%) e in misura più contenuta ai settori delle costruzioni (-15%) e del commercio (-10,7%). Gli altri settori hanno avuto una diminuzione proporzionale all'andamento generale mentre sono aumentate, in controtendenza, le imprese del turismo (+3,1%) e quelle classificate come Altro (+1%, di cui i Servizi alle imprese +1,7%,).

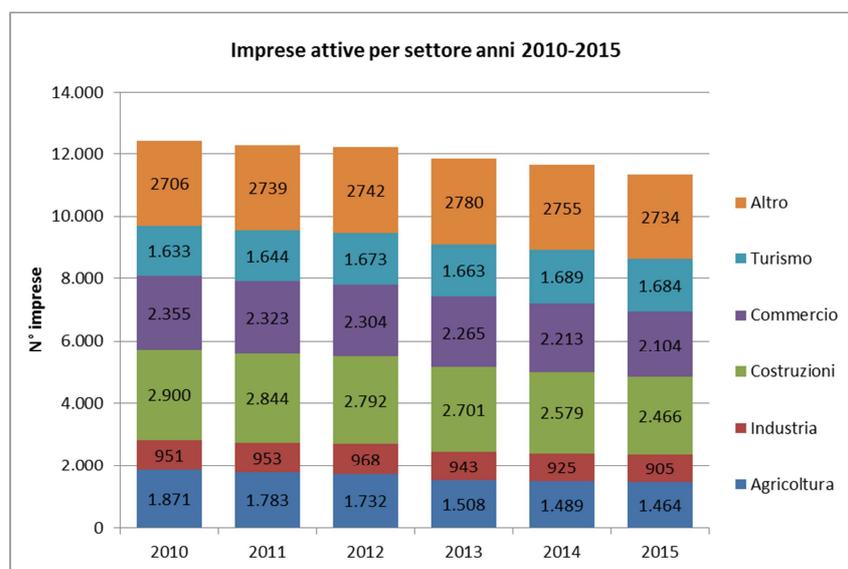


FIGURA 39: Imprese attive in Valle d'Aosta per settore anni 2010-2015 - (Fonte dati: Unioncamere-Movimprese)

4.2.5 OCCUPAZIONE

Vi sono diversi indici utili a descrivere lo stato della forza lavoro in ambito socio-economico, gli indicatori generalmente più utilizzati sono i tassi di occupazione e di disoccupazione. Il tasso di occupazione si ottiene facendo il rapporto percentuale tra le persone occupate e la popolazione della stessa fascia di età. La fascia di età può cambiare: quella utilizzata per una descrizione generale è tra i 20 e 64 anni. Il valore del tasso di occupazione nel 2015 in Valle d'Aosta è del 70,8%, di poco inferiore al valore registrato nel 2010. L'andamento dell'indice è pressoché costante ed è simile a quello dell'Italia rispetto al quale si mantiene superiore di circa 10 punti percentuali.

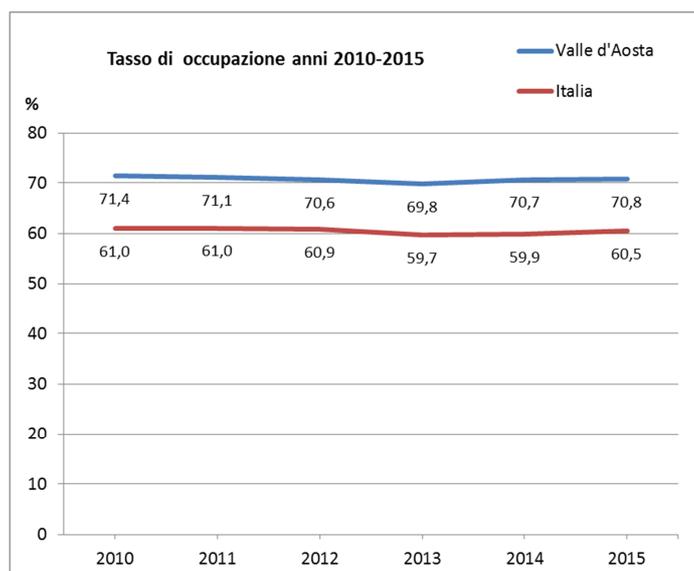


FIGURA 40: Tasso di occupazione periodo 2010-2015 - (fonte: rielaborazione dati Istat)

Il tasso di disoccupazione si calcola come rapporto percentuale tra le persone in cerca di occupazione e le forze lavoro di 15 anni e più.

Il tasso di disoccupazione nel 2015 in Valle d'Aosta è uguale all'8,9% significativamente inferiore a quello italiano (11,9%). L'andamento del tasso di disoccupazione per le due aree geografiche nel periodo 2010-2015 è molto simile, con una crescita marcata che, per la Valle d'Aosta, ha provocato il raddoppio del valore del 2010.

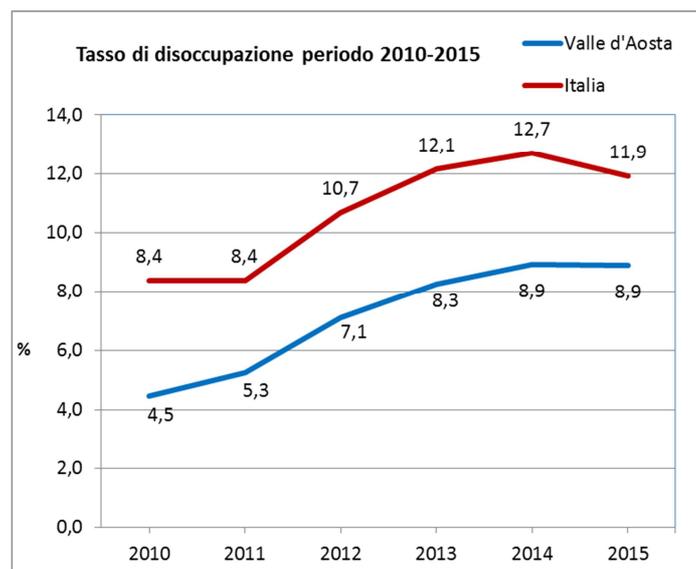


FIGURA 41: Tasso di disoccupazione anni 2010-2015 - (fonte: elaborazione dati Istat)

4.3 IL TURISMO

La Valle d'Aosta ha una forte vocazione turistica: le imprese attive che operano nelle sole attività di servizi di alloggio e ristorazione nel 2015 raggiungono quasi il 15% del totale. Il valore aggiunto di queste attività nel 2013 rappresenta più del 7% di quello prodotto dal totale delle imprese regionali. Inoltre, il turismo crea un indotto in numerose altre attività economiche, principalmente nei settori del commercio, delle costruzioni e del trasporto.

4.3.1 CAPACITA' DEGLI ESERCIZI RICETTIVI PER TIPOLOGIA

La capacità degli esercizi ricettivi si misura in posti letto disponibili all'utenza. Analizzando le diverse tipologie di strutture ricettive valdostane, si vede che nel 2015 la maggiore capacità ricettiva è costituita principalmente dagli esercizi alberghieri e dai campeggi che insieme costituiscono il 78% del totale. Abbastanza importante è la capacità ricettiva dei rifugi di montagna, delle case per ferie e degli alloggi in affitto mentre è decisamente residuale la capacità dei bed and breakfast, ostelli e agriturismi.

A queste tipologie di strutture sono da aggiungere anche gli alloggi non occupati stabilmente e utilizzati come "seconda casa/alloggio vacanze", informazioni che non vengono rilevate nelle statistiche ufficiali relative al settore turistico.

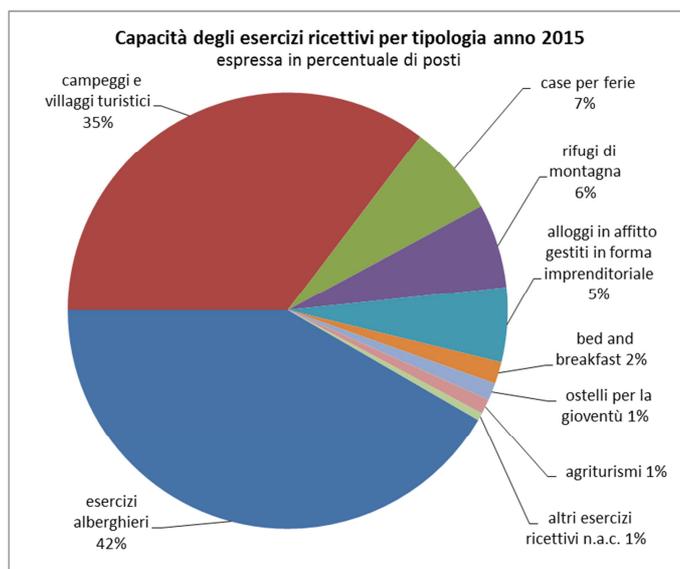


FIGURA 42: Capacità degli esercizi ricettivi per tipologia espressa in percentuale di posti letto anno 2015 (fonte: rielaborazione dati Istat)

Nel periodo 2010-2015 la capacità ricettiva totale delle strutture valdostane è aumentata del 1,8%, a cui ha contribuito un marcato incremento della capacità dei campeggi (+16,2%), mentre i posti letto del settore alberghiero sono diminuiti (- 1,5%). Da evidenziare il forte incremento degli alloggi gestiti in forma imprenditoriale e la diminuzione altrettanto netta della categoria “Altri” esercizi.

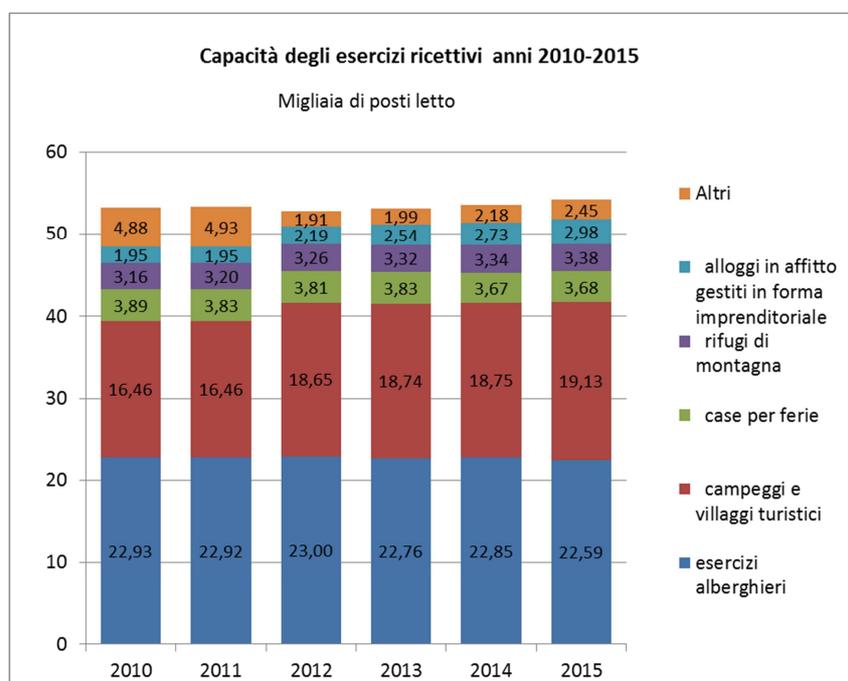


FIGURA 43: Capacità degli esercizi ricettivi per tipologia anni 2010-2015 (fonte: rielaborazione dati Istat)

4.3.2 ARRIVI E PRESENZE

Per descrivere la dinamica dei flussi turistici in un territorio si analizzano solitamente il numero degli arrivi e delle presenze di turisti registrati nelle strutture ricettive. Il numero degli arrivi corrisponde al numero di clienti arrivati che hanno effettuato il check in nell'esercizio ricettivo nel periodo considerato mentre le presenze sono la somma delle notti trascorse dai clienti negli esercizi ricettivi nel periodo considerato. L'andamento degli arrivi nel periodo 2010-2015 evidenzia una tendenza in crescita che sull'intero periodo registra un incremento quasi del 20%. Nello stesso periodo, le presenze hanno un andamento più variabile non manifestando una rilevabile tendenza né all'aumento, né alla diminuzione.

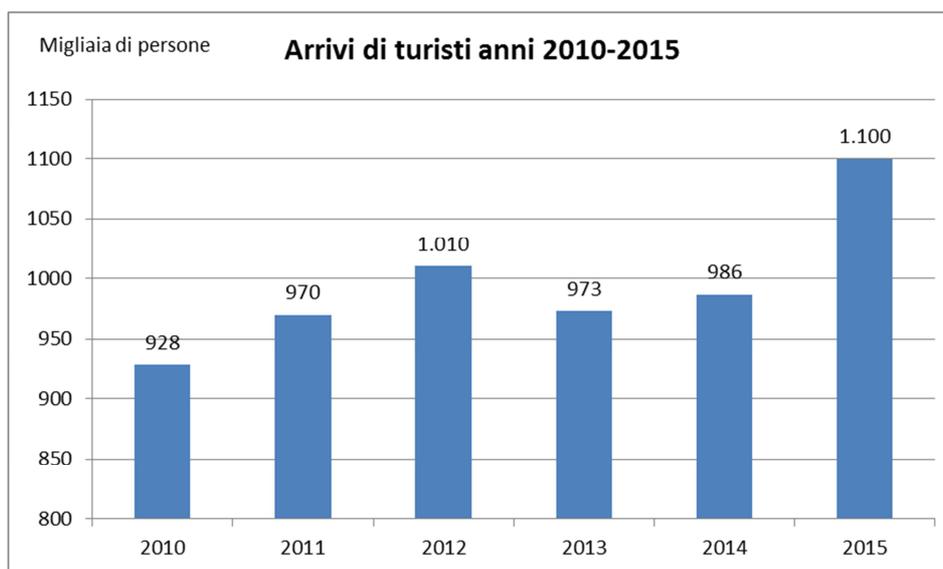


FIGURA 44: Arrivi di turisti in Valle d'Aosta anni 2010-2015 (fonte: rielaborazione dati Istat e R.AV.A.)

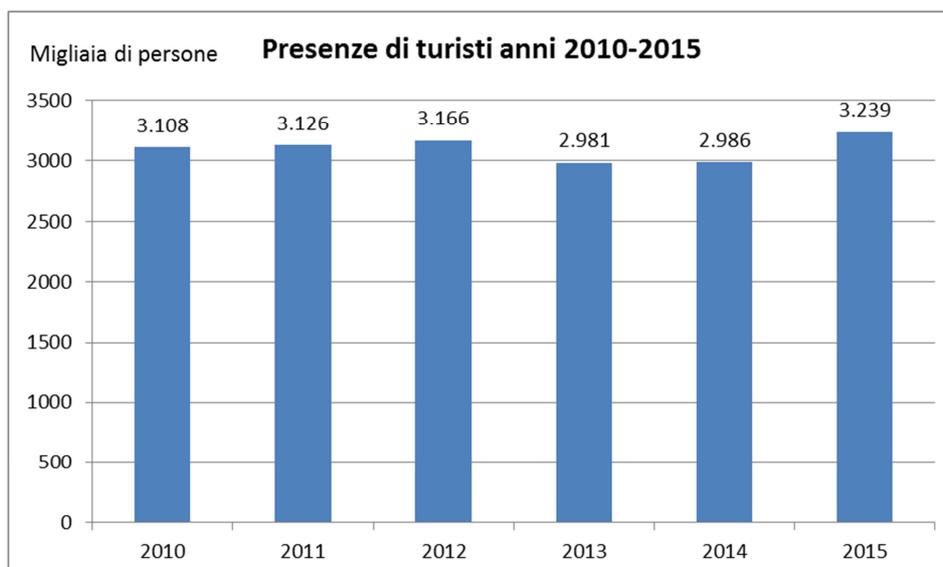


FIGURA 45: Presenze di turisti in Valle d'Aosta anni 2010-2015 (fonte: rielaborazione dati Istat e R.AV.A.)

4.3.3 PERMANENZA MEDIA

Per permanenza media si intende il rapporto tra il numero delle presenze e il numero degli arrivi registrati nelle strutture ricettive nel periodo di riferimento. L'unità di misura della permanenza media è quindi uguale al numero di notti trascorse nelle strutture ricettive per persona.

Nel periodo 2010-2015, l'andamento dell'indicatore è decrescente passando dal valore di 3,35 a quello di 2,94, con una riduzione totale di circa l'11%. Il soggiorno medio dei turisti è quindi in continua diminuzione, dato che si desume anche dal fatto che all'aumento degli arrivi non vi è stato un proporzionale aumento delle presenze.

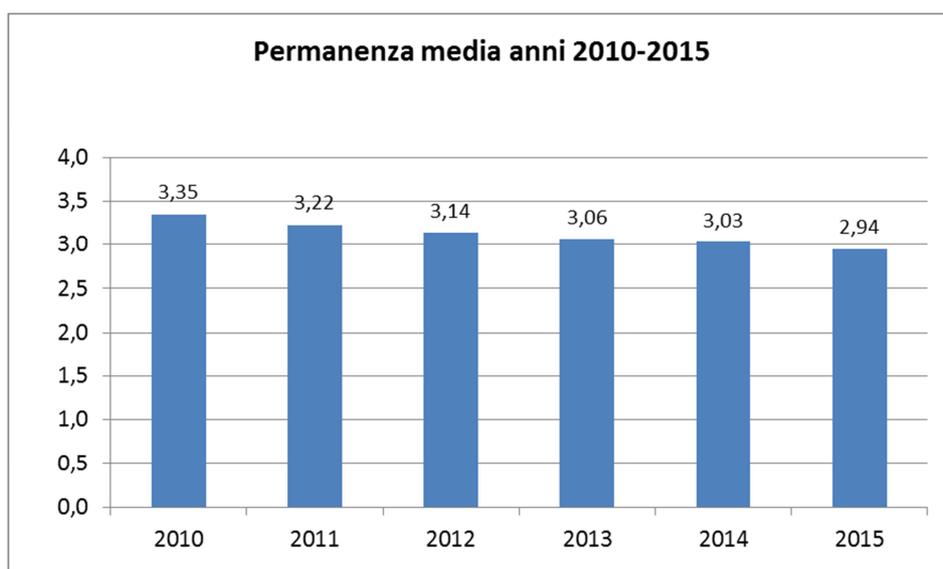


FIGURA 46: Permanenza media di turisti negli anni 2010-2015 (fonte: rielaborazione dati Istat e R.A.V.A.)

4.4 IL PARCO EDILIZIO

La ricostruzione dei consumi da attribuire al settore civile rappresenta una delle difficoltà maggiori nella redazione dei Bilanci Energetici regionali.

I dati a disposizione relativi al parco edilizio presente sul territorio regionale derivano principalmente da:

- ISTAT, in particolare relativamente agli anni censuari di cui i più recenti sono il 2001 e 2011;
- Catasto Energetico Regionale relativo agli Attestati di prestazione energetica (di seguito APE). Per le analisi effettuate nel presente documento, sono stati estratti tutti gli APE redatti fino al 30 giugno 2016, con esclusione di quelli redatti nel corso del 2016 e relativi a nuove costruzioni e trasformazioni edilizie.

Nel censimento del 2011 sono stati rilevati 58.751 edifici, dei quali 43.220 residenziali (circa il 74%).

La banca dati del CER è composta da 31.452 APE, corrispondenti a 20.356 edifici residenziali e 2.942 non residenziali, di cui oltre l'87% in una classe inferiore o uguale alla D ed in particolare il 34% in classe G. Sono invece 248 gli attestati di immobili certificati in classe A o A+ (1% del totale circa).

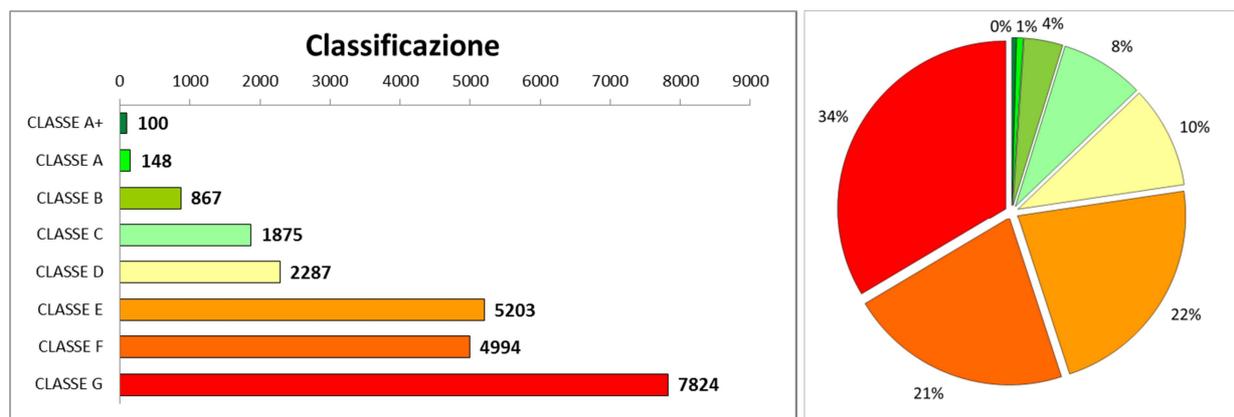


FIGURA 47: Distribuzione delle classi energetiche in Valle d'Aosta – APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)

La distribuzione è analoga per i 4344 edifici certificati nel Comune di Aosta, in cui oltre l'88% degli edifici ricade in una classe inferiore o uguale alla D ed in particolare il 23% è in classe G. Sono invece 45 gli immobili certificati in classe A o A+ (1% del totale circa).

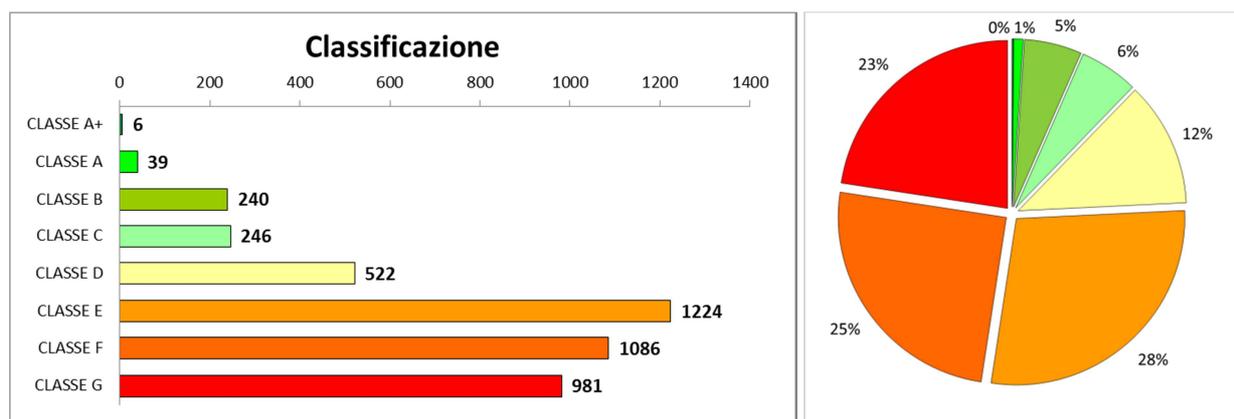


FIGURA 48: Distribuzione delle classi energetiche nel Comune di Aosta – APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)

4.4.1 EDIFICI RESIDENZIALI

Le abitazioni occupate da persone residenti sono in continua crescita e presentano dal 2001 al 2011 un incremento totale del 10% ovvero un incremento medio annuo dell'1% che è di poco inferiore rispetto alla media nazionale (1,1% annuo).

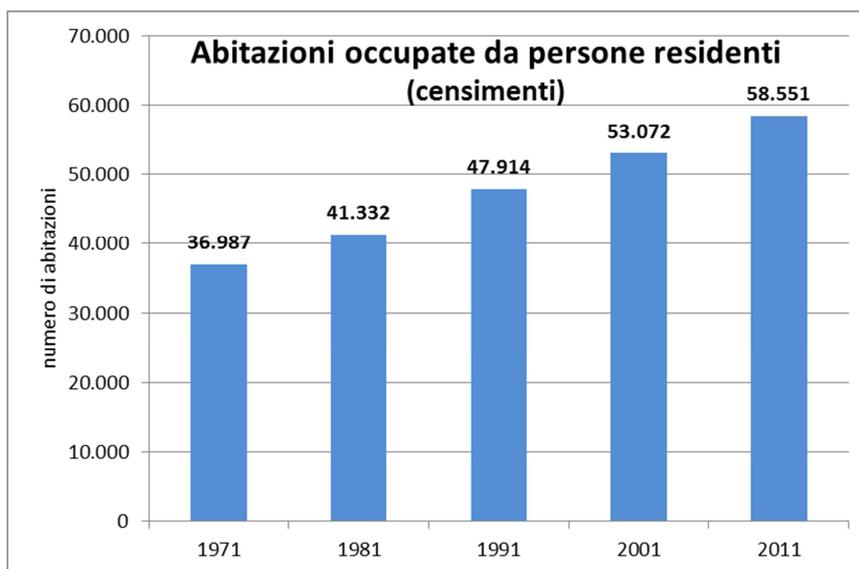


FIGURA 49: Numero abitazioni occupate da persone residenti (fonte: rielaborazione dati Istat)

La superficie totale delle abitazioni occupate da persone residenti si aggira intorno a 4.970.291 m² al 2011 con incremento del 14% rispetto al 2001 (4.355.786 m²).

Analizzando i dati statistici del censimento **ISTAT 2011** emerge che il parco edilizio valdostano è costituito nella sua totalità da **117.293 unità abitative** delle quali circa la metà (58.551), è occupata da residenti in modo continuativo, la restante quota è costituita da abitazioni utilizzate come seconda casa o non occupate stabilmente.

Gli edifici residenziali sono concentrati per la maggior parte nel comune di Aosta e nei comuni della Plaine (Charvensod, Quart, Saint-Christophe, Brissogne, Sarre e Pollein) ove si concentra circa il 36% delle abitazioni occupate da residenti.

L'analisi delle epoche costruttive degli edifici a uso abitativo, nel censimento 2011, rivela che circa il 28% è caratterizzato da edifici costruiti prima del 1945, circa il 42% da edifici costruiti tra il 1945 e il 1980, circa il 21% da edifici costruiti tra il 1980 e il 2000 e circa il 9% da edifici realizzati dopo il 2001.

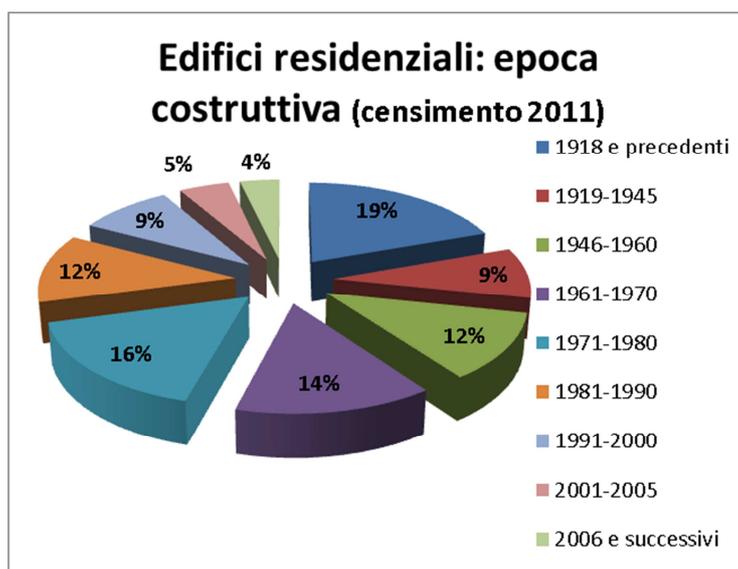


FIGURA 50: Edifici residenziali per anno di realizzazione (fonte: rielaborazione dati censimento 2011)

Il parco edilizio del territorio regionale è costituito, oltre che da un certo numero di abitazioni occupate da persone residenti, anche da abitazioni non occupate in modo stabile destinate alcune a “seconda casa/alloggio vacanze”. Nel censimento 2011, compare la distinzione tra “*abitazioni occupate da persone residenti*” e “*abitazioni non occupate da persone residenti*”, che include genericamente tutte le abitazioni non occupate in modo stabile. Su un totale di 117.293 abitazioni totali, le due categorie sono equamente suddivise (58.551 occupate da residenti e 58.742 non occupate da residenti).

Dagli APE analizzati è, invece, possibile estrarre una serie di informazioni relative alle caratteristiche del parco edilizio regionale. Di seguito viene riportato il fabbisogno energetico dell’involucro degli edifici residenziali: emerge come più della metà degli edifici siano ricompresi in una fascia tra i 100 e i 250 kWh/mq anno, mentre risultano residuali gli edifici con fabbisogni energetici bassi (1.514 APE con fabbisogno inferiore a 50 kWh/mq anno, pari al 7,43 % degli APE totali).

EP involucro (kWh/m ² anno)	N° ACE/APE	% ACE/APE
Da 0 a 25	302	1,48%
Da 25 a 50	1212	5,95%
Da 50 a 100	4323	21,24%
Da 100 a 250	10512	51,64%
Da 250 a 500	3675	18,05%
Oltre 500	332	1,63%

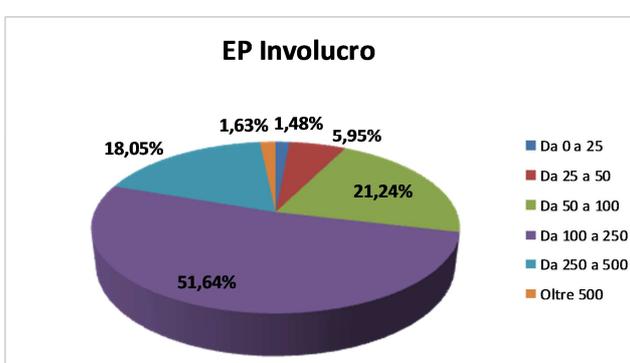


FIGURA 51: Fabbisogno energetico dell’involucro edilizio degli edifici residenziali – APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)

Tale valore medio, risulta più rappresentativo se valutato in funzione del periodo di costruzione degli edifici e dei Gradi Giorno della località in cui è ubicato l’edificio: si può evincere come il fabbisogno energetico medio aumenti con l’irrigidirsi delle condizioni climatiche e come lo stesso sia mediamente inferiore negli edifici più recenti.

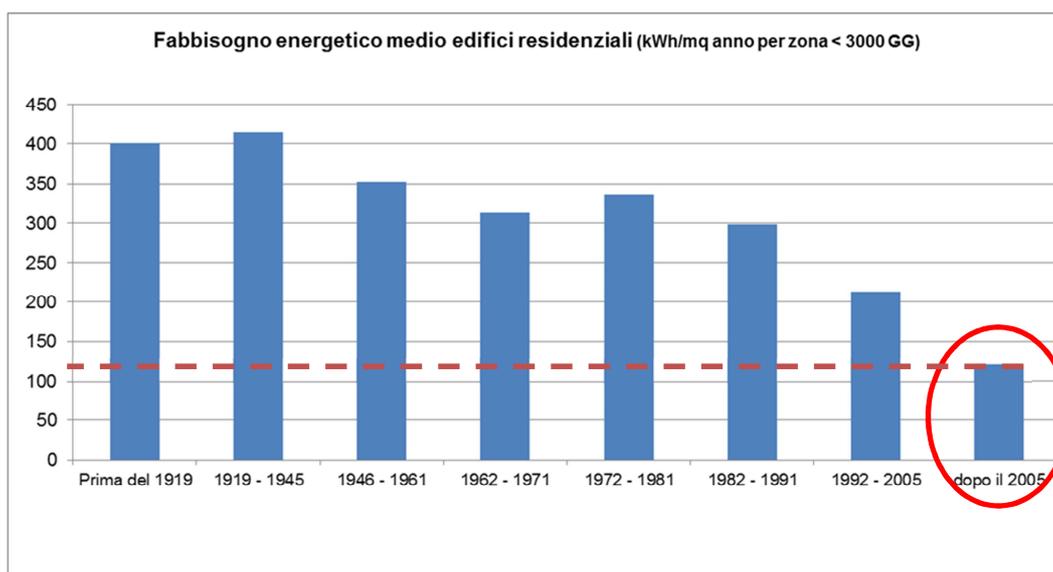


FIGURA 52: Fabbisogno energetico dell'involucro edilizio degli edifici residenziali in località con meno di 3000 GG– APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)

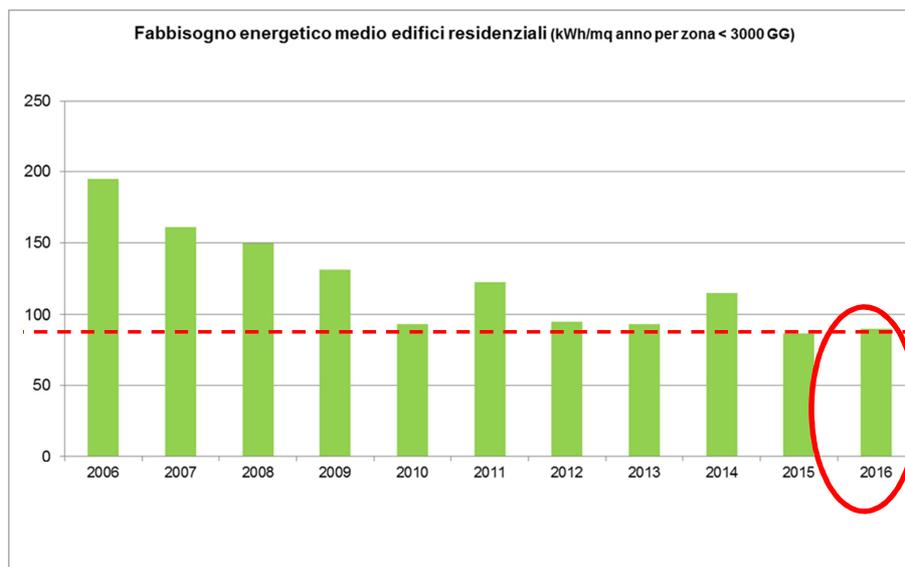


FIGURA 53: Fabbisogno energetico dell'involucro edilizio degli edifici residenziali in località con meno di 3000 GG dettaglio 2006-2016 – APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)

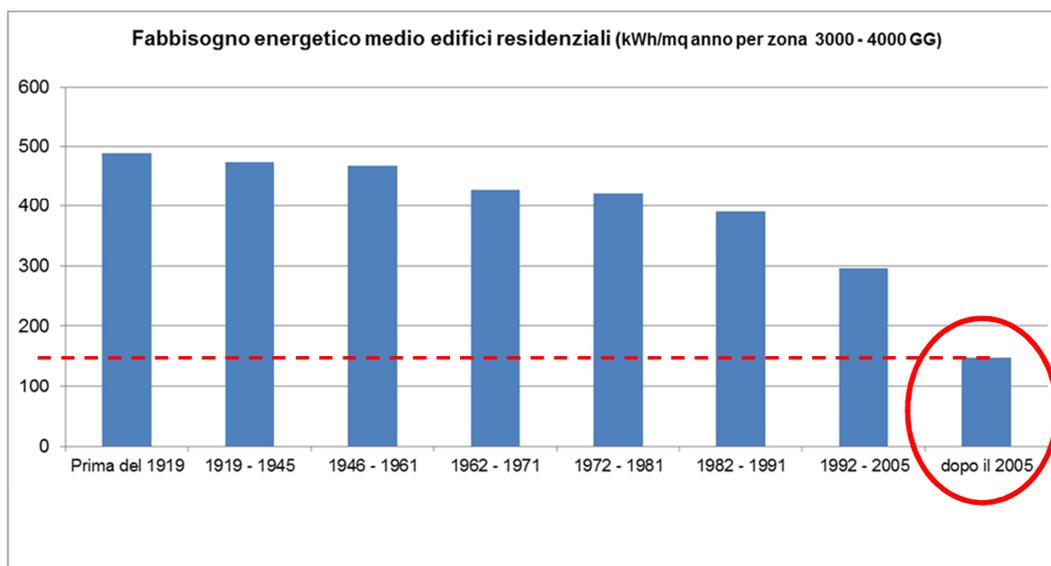


FIGURA 54: Fabbisogno energetico dell'involucro edilizio degli edifici residenziali in località con GG compresi tra 3.000e 4.000– APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)

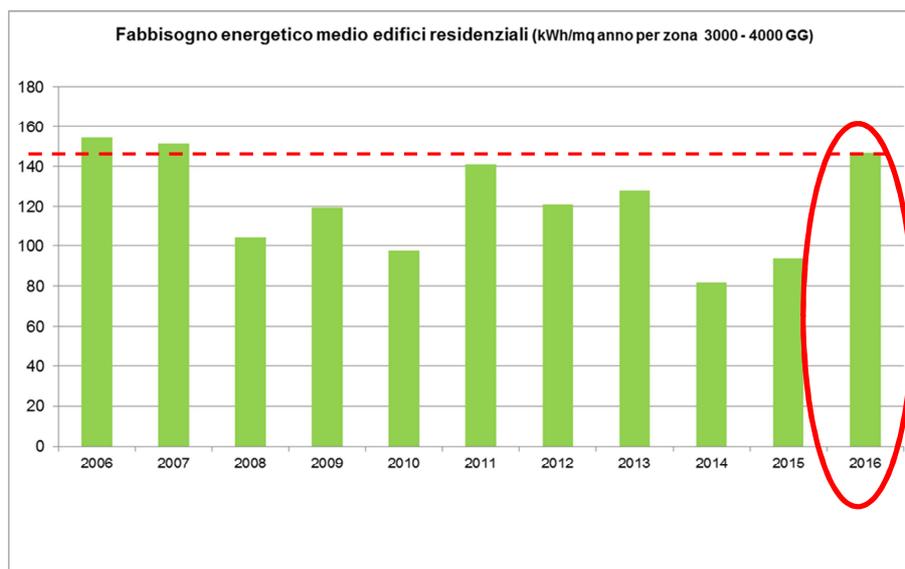


FIGURA 55: Fabbisogno energetico dell'involucro edilizio degli edifici residenziali in località con GG compresi tra 3.000 e 4.000, dettaglio 2006-2016 - APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)

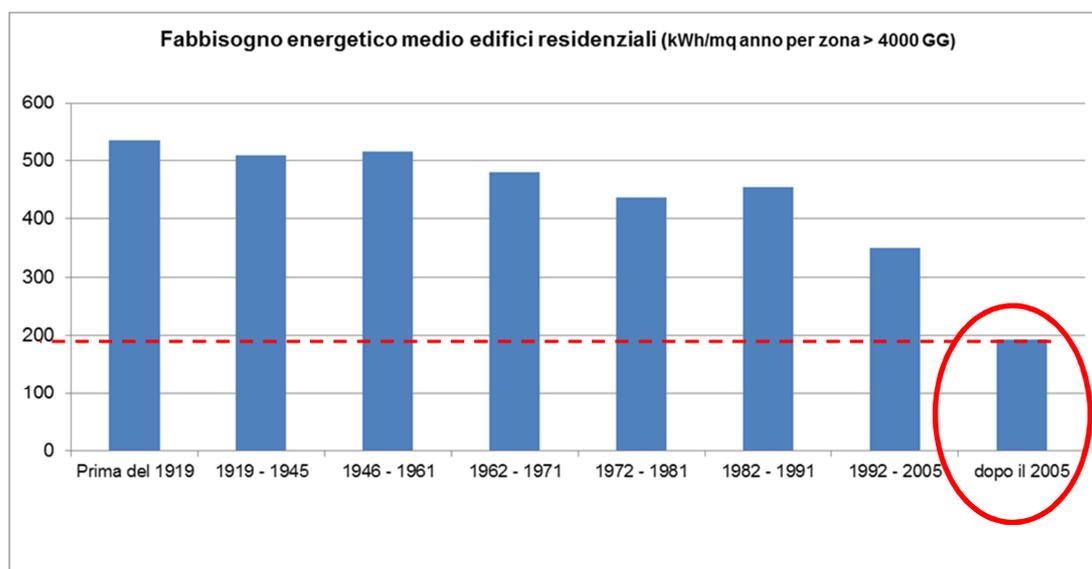


FIGURA 56: Fabbisogno energetico dell'involucro edilizio degli edifici residenziali in località con GG superiori a 4000– APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)

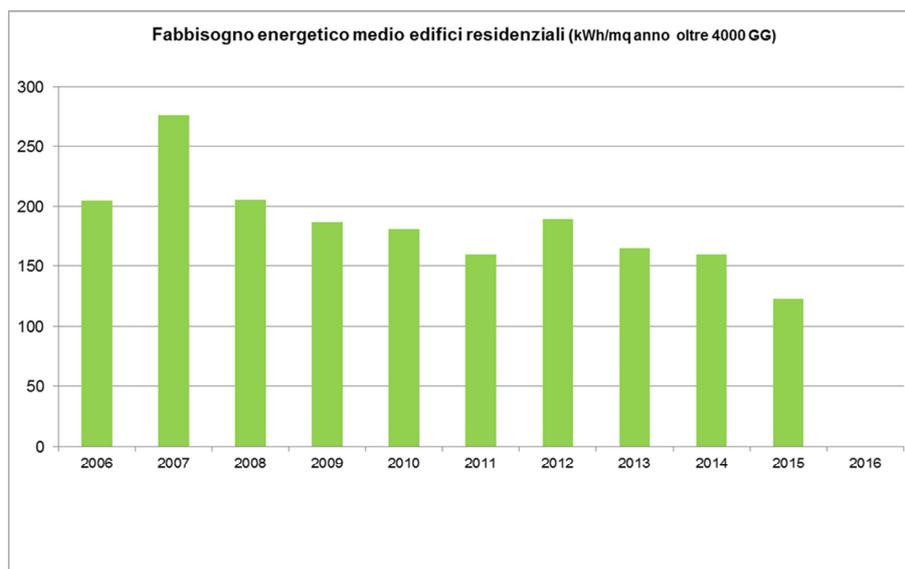


FIGURA 57: Fabbisogno energetico dell'involucro edilizio degli edifici residenziali in località con GG superiori a 4000 dettaglio 2006-2016 – APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)

Di seguito viene riportata, invece, la ripartizione dei combustibili negli edifici residenziali:

Combustibile	N° ACE/APE	% ACE/APE
Biomassa legnosa	2365	11,6%
Gas naturale	5750	28,2%
GPL	3641	17,9%
Elettrico (Pompa di calore)	167	0,8%
Gasolio	7516	36,9%
Olio combustibile	102	0,5%
Nessun combustibile	814	4,0%

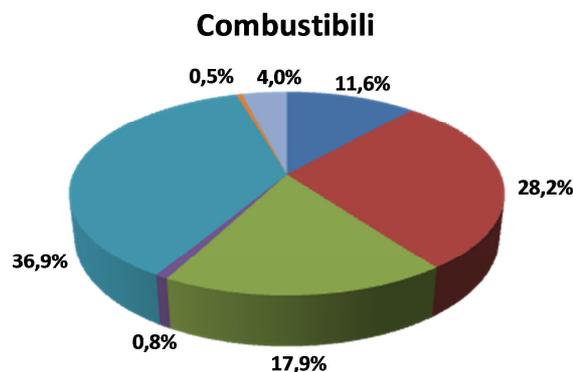


FIGURA 58: Ripartizione complessiva dei combustibili negli edifici residenziali – APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)

4.4.2 EDIFICI NON RESIDENZIALI

Dagli APE è possibile estrarre una serie di informazioni relative alle caratteristiche del parco edilizio regionale. Di seguito viene riportata la prestazione energetica dell'involucro degli edifici non residenziali¹³: emerge come il 40,72% degli edifici siano ricompresi in una fascia tra 25 e 50 kWh/mc anno, mentre

¹³ La delibera di Giunta Regionale n.1606 del 08 luglio 2011, in accordo con le norme nazionali, indicava che l'indice di prestazione energetica (EP) degli edifici non residenziali fosse espresso in kWh/m³ anno. La delibera di Giunta regionale n.1824 del 30 dicembre 2016, che abroga la 1606/2011, recepisce il decreto Ministeriale del 26/06/2015 e indica che la prestazione energetica degli edifici sia residenziali che non residenziali deve essere espressa unicamente in kWh/m²/anno.

risultano residuali gli edifici con prestazioni energetiche molto scarse (7 APE con prestazione superiore a 250 kWh/mc anno, pari allo 0,24 % degli APE totali).

EP involucro (kWh/m ³ anno)	N° ACE/APE	% ACE/APE
Da 0 a 25	613	20,84%
Da 25 a 50	1198	40,72%
Da 50 a 100	969	32,94%
Da 100 a 250	155	5,27%
Da 250 a 500	4	0,14%
Oltre 500	3	0,10%

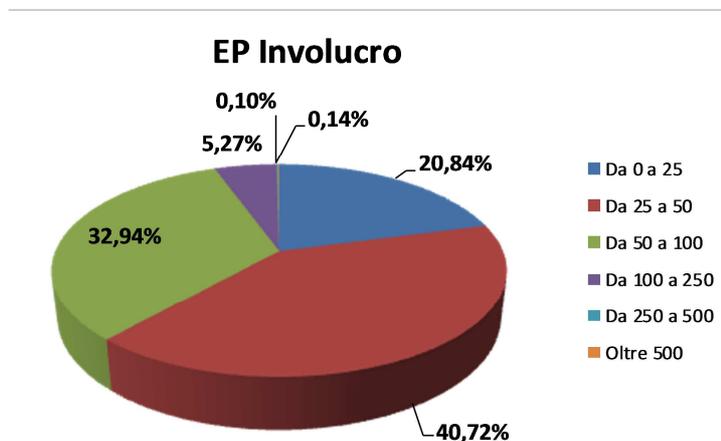


FIGURA 59: Prestazione dell'involucro edilizio degli edifici non residenziali – APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)

Si riporta di seguito l'andamento della tipologia di combustibile impiegato ai fini della climatizzazione invernale rilevando le seguenti distribuzioni:

Combustibile	N° ACE/APE	% ACE/APE
Biomassa legnosa	303	10,3%
Gas naturale	1045	35,5%
GPL	279	9,5%
Elettrico (Pompa di calore)	142	4,8%
Gasolio	934	31,7%
Olio combustibile	9	0,3%
Nessun combustibile	230	7,8%

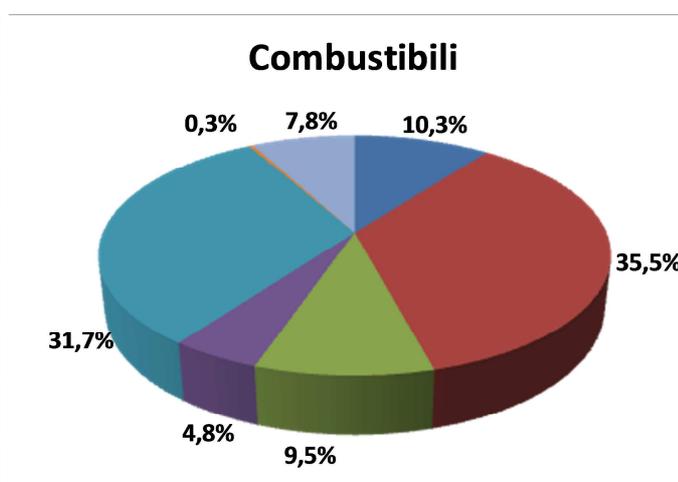


FIGURA 60: Ripartizione complessiva dei combustibili negli edifici non residenziali – APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)

4.5 I TRASPORTI

Gli elementi costitutivi del sistema territoriale valdostano influenzano fortemente la domanda di mobilità. La regione, composta da piccoli centri urbani fortemente dispersi, ha un principale polo attrattore di mobilità, rappresentato dal comune di Aosta. Le dimensioni contenute dei comuni valdostani hanno contribuito a creare un sistema monocentrico, che vede concentrati ad Aosta e cintura la maggioranza dei servizi.

La domanda di mobilità si articola su diverse componenti:

- i residenti: la domanda si divide fondamentalmente tra pendolarismo, caratterizzato da spostamenti sistematici (casa/lavoro, casa/scuola) e spostamenti erratici legati al tempo libero;
- il turismo: alcune località vivono fenomeni di concentrazione periodica legati alla fruizione turistica del territorio che possono ingenerare fenomeni di congestione;
- la rete di trasporto nazionale: la Valle d'Aosta, in quanto regione di confine, funge da cerniera tra l'Italia e il territorio alpino (francese e elvetico) grazie all'autostrada e ai trafori. Questo implica una componente di transito di passaggio sulla regione.

4.5.1 IL PARCO VEICOLARE

Il parco veicolare valdostano è cresciuto in modo lieve dalle 187.967 unità del 2010 alle 201.962 unità del 2015 ovvero con un aumento del 7,4% sull'intero periodo. L'incremento degli autoveicoli (+7,7%) è stato lievemente superiore a quello delle altre classi (+6,7).

Il parco veicolare è costituito mediamente da circa il 73% da autoveicoli e per il restante 27% da altri veicoli quali autobus, autocarri, motrici per semirimorchi, motocicli, motocarri e altre tipologie di veicoli.

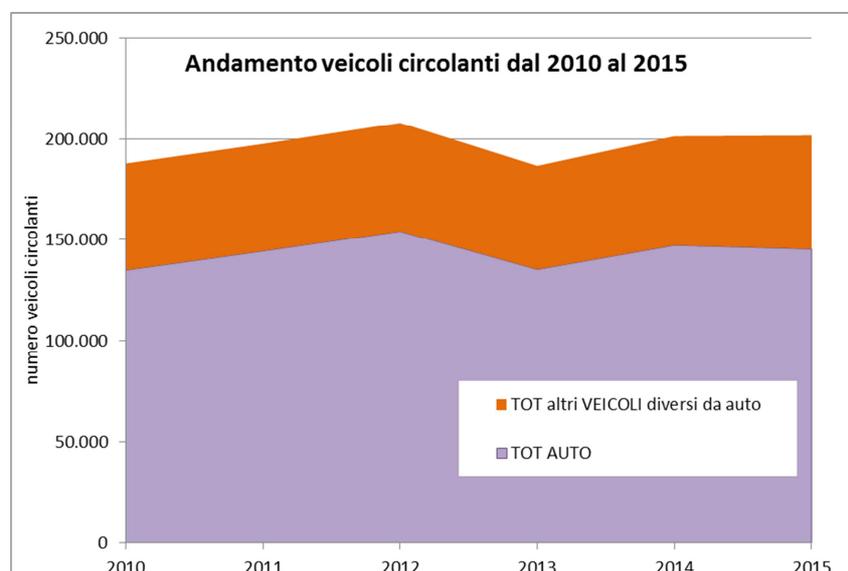


FIGURA 61: Andamento dei veicoli circolanti dal 2010 al 2015 (fonte: rielaborazione dati ACI)

Negli anni le autovetture alimentate a benzina sono diminuite a fronte dell'aumento degli autoveicoli alimentati a gasolio, tanto che nel 2011 le auto a gasolio hanno superato per numero quelle a benzina. Gli autoveicoli alimentati a benzina/gpl sono rimasti circa costanti mentre quelli alimentati a benzina/metano si sono ridotti di circa un terzo nel periodo 2010-2015. Le autovetture a benzina/metano e con altre alimentazione (ibride ed elettriche), sebbene in crescita, hanno ancora valori trascurabili rispetto al totale del parco circolante.

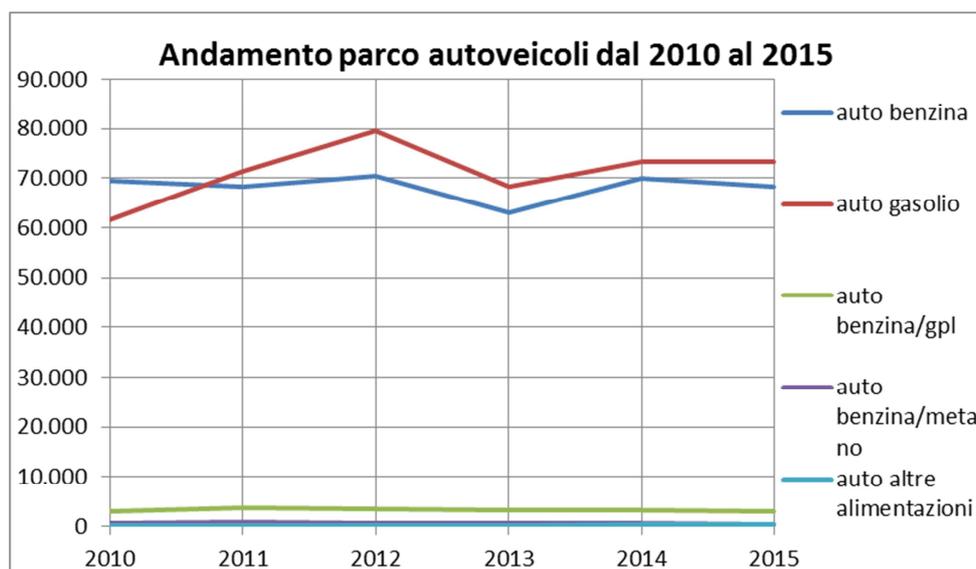


FIGURA 62: Andamento degli autoveicoli per tipologia di alimentazione (fonte: rielaborazione dati ACI)

A partire dal 1991 l'Unione Europea ha emanato una serie di direttive finalizzate a ridurre l'inquinamento ambientale prodotto dai veicoli. Sulla base di queste normative sono state individuate diverse categorie di appartenenza a cui fanno capo i veicoli prodotti dalle case automobilistiche. Sono le cosiddette Euro 1-2-3-4-5-6 a cui si associa la sigla Euro 0 per i veicoli più inquinanti, immatricolati prima del dicembre 1992.

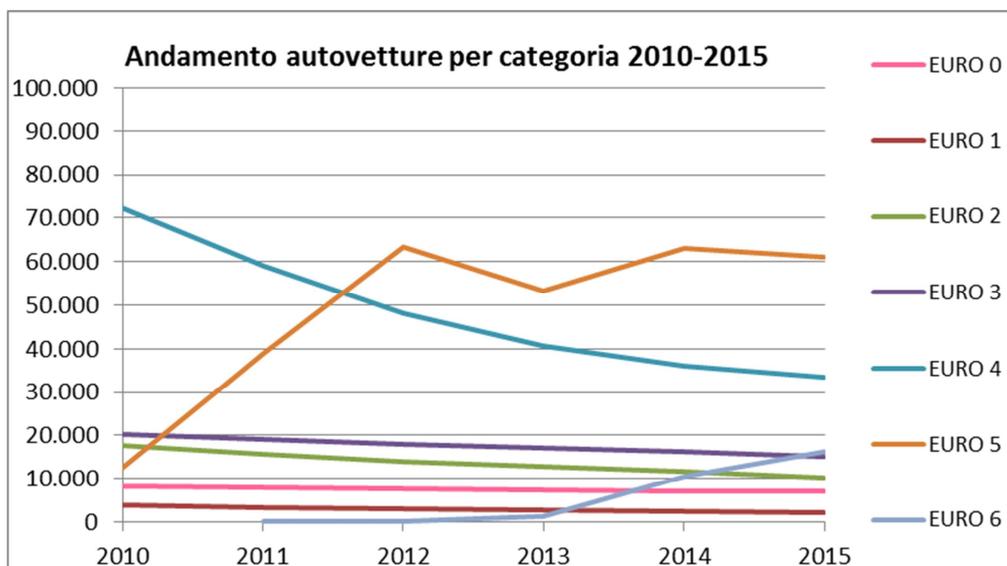


FIGURA 63: Andamento degli autoveicoli per tipologia di alimentazione (fonte: rielaborazione dati ACI)

Il rapporto tra il numero di autoveicoli e la popolazione evidenzia che in Valle d'Aosta tale rapporto risulta essere tra i più alti di tutta Italia. Questo valore è spiegabile con la conformazione del territorio e la dispersione territoriale di piccoli insediamenti, che rendono molto forte la richiesta di mobilità soddisfatta principalmente dall'uso delle automobili private.

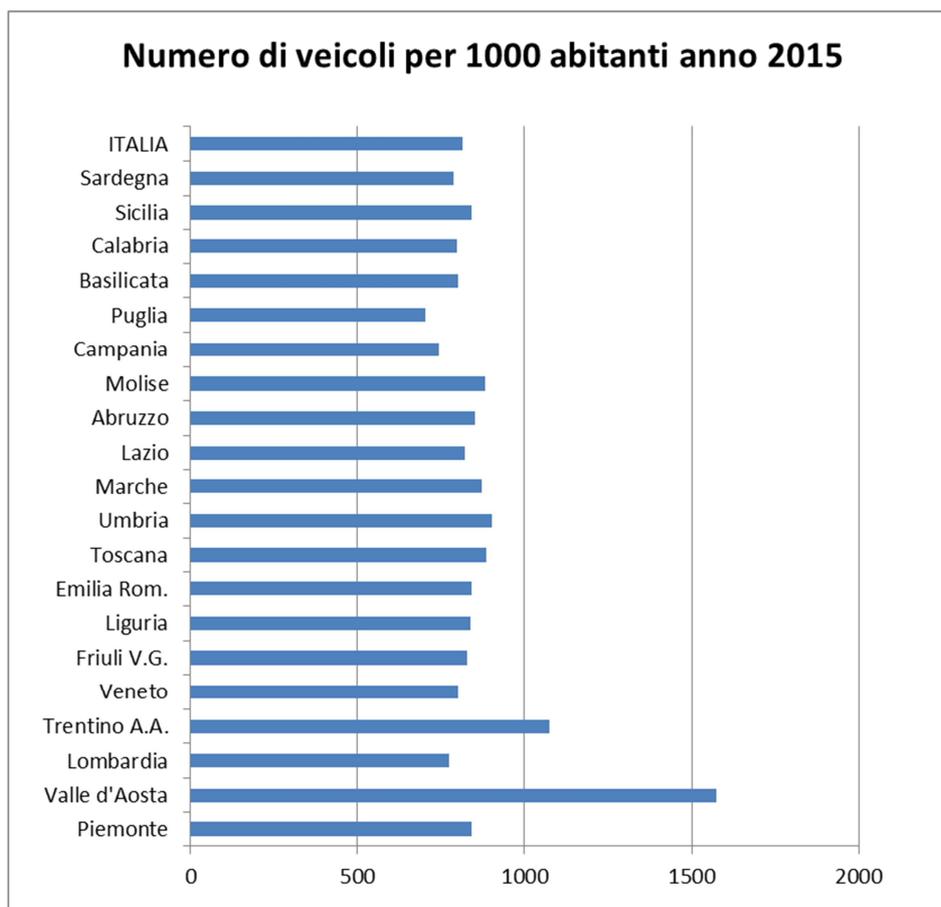


FIGURA 64: Rapporto autoveicoli/popolazione (fonte: rielaborazione dati ACI)

4.5.2 LA MOBILITÀ ELETTRICA

A partire dal 2010 in Valle d'Aosta sono stati sviluppati diversi progetti in tema di mobilità elettrica grazie anche ad alcuni finanziamenti pubblici tra i quali la **legge regionale del 3 gennaio 2006, n. 3** “Nuove disposizioni in materia di interventi regionali per la promozione dell’uso razionale dell’energia” (legge abrogata poi dalla legge regionale n°26 del 2012 a sua volta abrogata dalla legge regionale n°13 del 2015), che prevedeva all’articolo 6 quater “*Misure per la riduzione del fabbisogno energetico nel settore terziario*” la concessione di agevolazioni per la realizzazione di iniziative finalizzate alla riduzione del fabbisogno energetico nel settore terziario, nell’ambito della riorganizzazione della logistica distributiva delle merci nelle aree urbane, con agevolazioni potevano concesse nella misura massima del 90% della spesa ammissibile documentata. I progetti dovevano inoltre prevedere l’utilizzo di fonti energetiche rinnovabili.

A valere su tale legge sono stati finanziati tre progetti sulla mobilità elettrica denominati rispettivamente “Integrazione Cityporto Aosta”, “Chamois”, “Le Halles Autoporto di Pollein”.

Integrazione Cityporto Aosta

Il progetto nasceva nel 2012 con l’obiettivo di **riorganizzare le attività di distribuzione delle merci** in ambito urbano, con particolare riguardo al centro storico (perimetro entro le mura romane e area ZTL) a partire da un’unica piattaforma logistica situata presso l’autoporto. Il progetto prevedeva l’utilizzo di due furgoni a metano e tre furgoni completamente elettrici.

Chamois

Il progetto "Chamois" del 2011-2012 ha previsto la dotazione del Comune di Chamois di un mezzo elettrico per il trasferimento di merci e materiali di lavoro sul territorio comunale e consegue importanti sinergie con il progetto "La Magdeleine - Chamois uniti dalla bicicletta" cofinanziato dal Ministero dell'Ambiente a valere sul "Bando bike sharing e fonti rinnovabili" che ha consentito la messa a disposizione dei visitatori di 10 biciclette a pedalata assistita, alimentate da energia elettrica di origine fotovoltaica.

Le Halles Autoporto di Pollein

L'area "Les Halles d'Aoste", sorta a seguito della riconversione dell'ex autoporto di Pollein, pone particolare attenzione alla gestione eco-sostenibile e all'impiego delle fonti rinnovabili. L'intervento finanziato dalla Regione ha consentito nel 2012 di acquistare un veicolo elettrico d'opera, alimentato da un campo fotovoltaico da 11 kWp e di installare una colonnina di ricarica per autovetture elettriche posizionata nell'area Autoporto all'ingresso della città di Aosta.

Un'altra importante fonte di finanziamento pubblica è stata il POR/FESR 2007/2013 che ha visto il finanziamento di un progetto denominato **progetto "Rê.V.E. - Rete Veicoli Elettrici Grand Paradis"**.

Progetto "Rê.V.E. - Rete Veicoli Elettrici Grand Paradis"

Il progetto "Rê.V.E. - Rete Veicoli Elettrici Grand Paradis" (importo del progetto 850.000€) è stato un progetto pilota realizzato tra 2010 e 2013 che ha visto il coinvolgimento di più soggetti attuatori, fra i quali cinque amministrazioni comunali e la realizzazione di diverse opere.

Sono state installate tra il 2010 e 2013 nelle Valli del Grand Paradis (Cogne, Valsavarenche e Val di Rhême): 8 postazioni di bike sharing elettrico, 11 pensiline fotovoltaiche realizzate su design apposito, 7 colonnine di ricarica per veicoli elettrici da parte del distributore di energia territoriale, sono state acquistati 2 autoveicoli commerciali elettrici, 66 biciclette a pedalata assistita e 4 mountain bike a pedalata assistita. Il progetto è stato interamente finanziato sul POR/ FESR Valle d'Aosta 2007-2013 salvo una modesta quota a carico dei comuni di compartecipazione alla spesa per le coperture fotovoltaiche,.

Uno dei progetti più importanti in termini di sviluppo di mobilità elettrica in Valle d'Aosta è stato effettuato nel 2013 con la partecipazione della Regione a un bando del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, a favore delle Regioni, per il finanziamento di interventi finalizzati allo sviluppo di reti infrastrutturali di ricarica per veicoli elettrici. La Regione Valle d'Aosta ha partecipato mediante la presentazione di due distinti progetti, entrambi ammessi a finanziamento. Nello specifico, il progetto denominato "**E.VDA - Rete di ricarica veicoli elettrici Conurbazione di Aosta**" prevede la realizzazione di **16** colonnine di ricarica elettriche delle quali **11** su **Aosta** e **5** sulla **conurbazione** e il progetto "**E.VDA - Rete di ricarica veicoli elettrici Valle d'Aosta**", che prevede l'installazione di **17** colonnine di ricarica sul resto del territorio regionale per un totale quindi di **35 colonnine** con un importo finanziato dal Ministero intorno a euro 480.200. Rientrano in tale progetto anche la realizzazione di ulteriori due colonnine che verranno realizzate sul Comune di Aosta da parte dell'amministrazione Comunale medesima.

La dislocazione delle colonnine ha tenuto in considerazione primariamente la copertura dell'asse principale di passaggio della viabilità regionale, costituito dalla strada statale SS26. E' stata inoltre garantita la copertura nelle zone strategiche di confine con l'estero, come ad esempio La Thuile, Courmayeur e Saint-Rhémy-en Bosses in modo da assicurare una certa continuità dell'infrastruttura anche per i turisti che raggiungono la Regione dalla Francia e dalla Svizzera dove i veicoli elettrici sono maggiormente diffusi. Sono poi state previste alcune colonnine nelle vallate laterali montane, come nella Valle di Gressoney, Valtournenche e Val d' Ayas.

Nell'ambito di tale progetto la Regione ha inoltre contribuito sia a copertura dei costi del progetto che per l'acquisto di 12 veicoli elettrici a uso dell'Amministrazione regionale e di alcune partecipate.

Questo progetto costituisce un passo fondamentale per la realizzazione di una rete di ricarica omogenea e coordinata di infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici con copertura dell'intero territorio regionale. Le iniziative realizzate fino a questo momento hanno visto l'installazione di punti di ricarica localizzati in varie aree della regione che hanno consentito di "prendere confidenza" con la mobilità elettrica, mancando tuttavia in termini di omogeneità e sistematicità. Il progetto "E.VdA ha consentito alla Regione di definire una vera e propria pianificazione della rete di ricarica a copertura l'intero territorio regionale con particolare riguardo verso le aree maggiormente turistiche e nelle zone di confine (traforo del Monte Bianco e traforo del Gran San Bernardo). Il medesimo progetto prevede inoltre un'omogeneizzazione di utilizzo con le infrastrutture fino ad ora realizzate sul territorio regionale.

Sul territorio regionale è presente una rete di ricarica di veicoli elettrici come qui di seguito riepilogato che presenta allo stato attuale **59 colonnine attive** a copertura di quasi tutto il territorio regionale. Le colonnine realizzate nell'ambito del Bando E.VDA consentono la ricarica delle autovetture elettriche, cinque di queste sono inoltre dotate di punti di ricarica per motocicli.

LOCALIZZAZIONE (Comune)	NUMERO COLONNINE	POTENZA COLONNINE	NUMERO PRESE A COLONNINA	TIPO DI PRESA A COLONNINA	TECNOLOGIA UTILIZZATA PER LA RICARICA da parte degli utenti	FONDI/FINANZIAMENTI PER LA REALIZZAZIONE DELLE COLONNINE
Aosta e Conurbazione (Sarre, Charvensod, Gressan, Saint Christophe, Quart)	18	44 kW	2/4	- 2 prese tipo 2 per la ricarica di autoveicoli - 2 colonnine presentano in aggiunta 2 prese tipo 3A per la ricarica di motocicli	- pagamento tramite app; - pagamento tramite tessera Rfid	Fondo del MIT nell'ambito del bando E.VDA "Rete di ricarica veicoli elettrici"
Gressoney Saint Jean, Pont Saint Martin, Donnas, Issogne, Ayas, Saint Vincent, Châtillon, Valtourneche/Breuil-Cervinia (due punti) , Nus, Etroubles, Saint Pierre, Villeneuve, La Salle, Morgex, Courmayeur, La Thuile, Hône e Saint-Rhemy-en Bosses	19	44 kW	2/4	- 2 prese tipo 2 per la ricarica di autoveicoli - 3 colonnine presentano in aggiunta 2 prese tipo 3A per la ricarica di motocicli	- pagamento tramite app; - pagamento tramite tessera Rfid	Fondo del MIT nell'ambito del bando E.VDA "Rete di ricarica veicoli elettrici"
Cogne, Introd, Rhêmes – Notre - Dame, Rhêmes – Saint - Georges e Valsavarenche	7	3,3 kW 25 kW	2 prese	-1 presa scame monofase - 1 presa mennekes - trifase	tessera Rfid	Fondi Europei/ Fondation Grand Paradis
Pollein	1	3,3 kW 25 kW	2 prese	-1 presa scame monofase - 1 presa mennekes - trifase	tessera Rfid	Ex legge regionale 3/2006
Pollein	12	120 kW	2 prese		ricarica gratuita - colonnine dedicate solo per auto TESLA	Realizzate dalla società TESLA
Pollein	2	44 kW	2 prese		ricarica gratuita - colonnine dedicate solo per auto TESLA	Realizzate dalla società TESLA
TOTALI COLONNINE	59					

TABELLA 3: RETE DI RICARICA VEICOLI ELETTRICI – colonnie di ricarica installate sul territorio regionale

Dai dati forniti dalla motorizzazione aggiornati a maggio del 2016 il numero totale di **autovetture completamente elettriche** si aggira intorno a **60** alle quali devono essere aggiunte **12** autovetture acquisite da parte della Regione e partecipate regionali nell'ambito del Bando E.VDA.

CIRCOLANTE IN VALLE D'AOSTA AL 31 MAGGIO 2016				
Destinazione Uso	ALTRO	ELETTRICO	IBRIDO BENZINA/ ELETTRICO	IBRIDO GASOLIO/ ELETTRICO
AUTOBUS PER TRASPORTO DI PERSONE	339			
AUTOCARAVAN	1.015			
AUTOCARRO PER TRASPORTO DI COSE	47.245	13		
AUTOVEICOLO IN SERVIZIO PUBBLICO DI LINEA INTEGRATIVO	5			
AUTOVEICOLO PER TRASPORTO SPECIFICO	1.037			
AUTOVEICOLO PER USO SPECIALE	729			
AUTOVEICOLO USO ESCLUSIVO DI POLIZIA	17			
AUTOVEIC.TRASP.PROMISCUO PERSONE/COSE	1.929			
AUTOVETTURA PER TRASPORTO DI PERSONE	161.980	15	251	22
TRAS.SPECIFICO PERSONE PART.CONDIZIONI	10			
TRATTORE PER SEMIRIMORCHIO	255			
TRATTORE STRADALE PER RIMORCHIO	1			
N.C.	4.029			
MOTOCICLO PER TRASPORTO PERSONE	14.755	6	1	
QUADRICICLO PER TRASP.DI COSE	279	21		
QUADRICICLO PER TRASP. DI PERSONE	372	5		
QUADRICICLO PER USO SPECIALE	1			
TRICICLO PER TRASPORTO COSE	3.173			
TRICICLO PER TRASPORTO DI PERSONE	22			
TRICICLO PER TRASPORTO PROMISCUO	2			
TRICICLO PER TRASPORTO SPECIFICO	1			
TRICICLO PER USO SPECIALE	2			
N.C.	578			
TOTALE	237.776	60	252	22

TABELLA 4: VEICOLI ELETTRICI – numero di veicoli elettrici circolanti (dati motorizzazione aggiornati al 31/05/2016)

4.5.3 IL TRAFFICO DI ATTRAVERSAMENTO

Per la sua particolare posizione geografica la Valle d'Aosta è caratterizzata da due nodi principali di passaggio verso la Francia e la Svizzera che generano flussi di traffico sia di veicoli pesanti che leggeri come qui di seguito rappresentato. Il passaggio di mezzi presso questi due corridoi influenza sicuramente una parte dei consumi di gasolio e benzina che vengono effettuati sul territorio regionale.

Per quanto riguarda il traforo del Monte Bianco si rileva, nel periodo 2010-2015, un andamento sostanzialmente costante sia dei flussi di traffico dei veicoli leggeri, sia dei veicoli pesanti. Il traforo del Gran San Bernardo presenta un andamento caratterizzato da un marcato aumento delle autovetture (+25%), un calo lieve degli autobus (-3%) e una diminuzione più significativa dei camion (-14%).

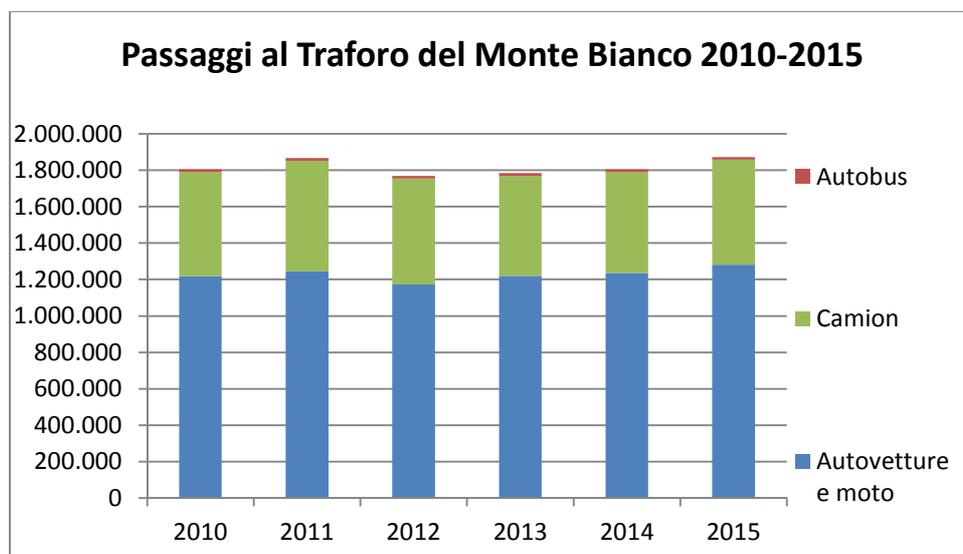


Figura 65: Flusso di traffico di veicoli al traforo del Monte Bianco (fonte: Osservatorio economico e sociale VdA)

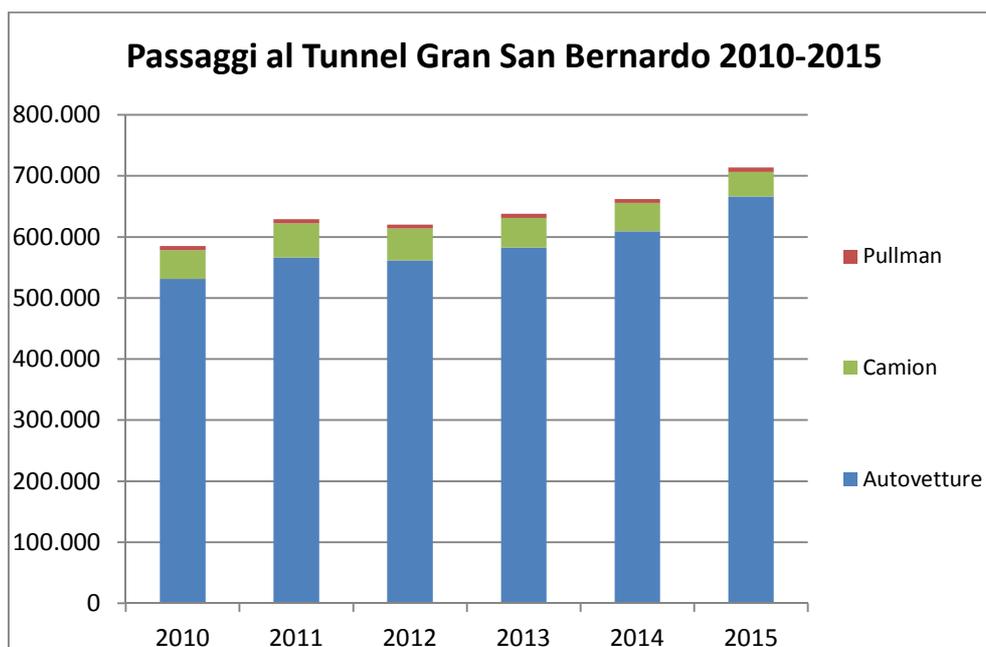


FIGURA 66: Flusso di traffico al traforo Gran San Bernardo (fonte: Osservatorio economico e sociale VdA)

4.5.4 IL TRASPORTO FERROVIARIO

La rete ferroviaria percorre la vallata centrale da Pont-Saint-Martin a Pré-Saint-Didier per circa 83 km. La linea, a binario unico e non elettrificata, si divide in due tratti distinti: linea Chivasso/ Aosta di circa 98,6 km e la linea Aosta/Pré-Saint-Didier, 32 km . Annualmente il totale dei km percorsi nelle tratte in oggetto sono circa 1.009.500 km con un consumo medio di gasolio dei mezzi di circa 1,9 litri a km.

La tratta ferroviaria Aosta/Pré-Saint-Didier è stata chiusa a partire dal 25/12/2015 ed è tuttora inattiva.



FIGURA 67: Linee ferroviarie in Valle d'Aosta (fonte: RFI)

4.5.5 IL TRASPORTO AEREO

L'aeroporto Corrado Gex viene realizzato negli anni 1958/1959 dall'Amministrazione regionale e ammodernato nel 1987. Solo dal 1995 è stato però classificato come aeroporto commerciale e quindi idoneo all'attività di trasporto passeggeri. Nel dicembre 2005 sono stati finanziati i lavori di allungamento della pista, per consentire l'operatività ad aeromobili più grandi, e l'installazione di apparati di radioassistenza al fine di consentire l'utilizzo dello scalo anche oltre le fasce orarie diurne e in condizioni meteorologiche di limitata visibilità. La pista è attualmente lunga 1499 metri.

Dal 2006 è inoltre attivo un deposito commerciale per la vendita di carburante alle varie compagnie del settore trasporto aereo. Allo stato attuale l'aeroporto opera con voli legati all'aviazione generale (volo sportivo, servizi di elisoccorso in montagna, interventi di protezione civile con elicottero e altri interventi con elicottero), ma non vengono effettuati voli di linea.

4.5.6 TRASPORTO A FUNE

Il territorio della Valle d'Aosta si presta molto alla pratica degli sport invernali. Negli anni si sono sviluppate numerose stazioni sciistiche nelle località di quota più elevata coincidenti principalmente con le testate delle vallate. Sulla spinta della forte richiesta e attrattività turistica della pratica degli sport invernali, sono stati costruiti molti impianti a fune utilizzati principalmente per la pratica dello sci alpino. Il rapporto regionale per gli impianti a fune (RRIF) raggruppa gli impianti in 21 comprensori funiviari.

Comprensorio	CC ²	Comprensorio	CC
Antagnod	ANT	La Thuile	PSBF
Brusson	SITIB	Monte Bianco	MBF
Cervinia	CER	Monterosa	MRSA
Chamois	CHA	Ollomont	OLL
Champorcher	FCH	Pila	PILA
Cime Bianche	CBF	Torgnon	SIRT
Cogne	COG	Saint Vincent – Col de Joux	STV
Crevacol	CREVA	Rhêmes Notre Dame	RND
Courmayeur	CMBF	Valgrisenche	VALGRI
Gressoney Saint Jean	SAGIT	Valsavarenche	VALSA
La Magdeleine	LAMAGD		

Tabella 5: Comprensori funiviari in valle d'Aosta (fonte: R.A.V.A. RRIF 2014)

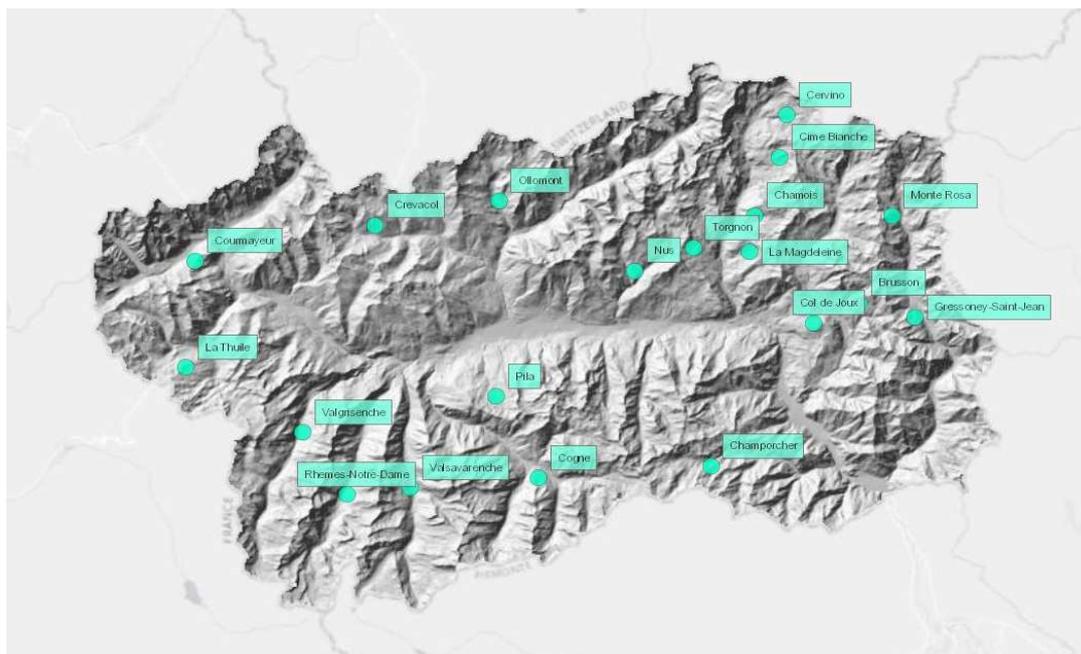


FIGURA 68: Mappa dei comprensori sci alpino (fonte: R.A.V.A. SCT)

Di questi, solo quattro impianti funiviari hanno valenza di servizio di trasporto pubblico locale, come identificati dal piano di bacino di traffico della Valle d'Aosta 2011-2020:

- Telecabina Aosta – Pila;
- Cabinovia Champoluc – Crest;
- Funivia Buisson – Chamois;
- Funicolare di Saint-Vincent.

5. MONITORAGGIO PEAR

Il presente documento di monitoraggio del Piano energetico ambientale Regionale (PEAR) prevede, per ciascun anno, l'analisi dell'evoluzione delle singole componenti che impattano sullo scenario di piano e la conseguente verifica del raggiungimento degli obiettivi. I dati vengono riportati dall'anno 2010, che costituisce lo stato di fatto ovvero l'anno di riferimento a partire dal quale parte lo scenario di pianificazione energetica (che copre il periodo temporale dal 2011 fino al 2020).

Per effettuare il monitoraggio delle singole componenti, il capitolo segue la suddivisione nei tre principali gruppi di azioni individuati nel PEAR, ovvero:

- **incremento delle fonti energetiche rinnovabili** (capitolo 5.1 del PEAR);
- **riduzione del fabbisogno energetico** (capitolo 5.2 del PEAR), ovvero quegli interventi che possono migliorare le prestazioni energetiche degli involucri degli edifici e nell'ambito elettrico l'utilizzo di tecnologie a basso consumo per l'illuminazione degli ambienti;
- **incremento dell'efficienza della conversione energetica** (capitolo 5.3 del PEAR), ovvero tutti gli interventi che migliorano l'efficienza energetica nel processo di conversione dell'energia secondaria in energia utile. Rientrano in questo ambito tutti gli interventi di sostituzione/nuova realizzazione di impianti di piccola media taglia ad alta efficienza e la realizzazione delle nuove centrali di teleriscaldamento ad Aosta e Cervinia.

Il monitoraggio utilizza i dati raccolti e elaborati nei bilanci energetici regionali che sono allegati al presente documento (cfr. Allegato 1), mettendoli a confronto con gli andamenti (numero di impianti, potenze, produzioni, ecc) previsti nello scenario libero e nello scenario di piano.

I dati dei BER vengono quindi confrontati con quanto fornito da GSE/Enea alle regioni in applicazione della metodologia di Burden Sharing evidenziando, laddove presenti, le motivazioni di eventuali scostamenti.

L'insieme di queste azioni vanno a definire i tre obiettivi fissati nel PEAR (obiettivo di burden sharing, di riduzione dei consumi finali e di riduzione delle emissioni di CO₂) e quindi la relativa verifica del raggiungimento degli stessi (capitolo 6).

Per ogni intervento viene inoltre delineato un **NUOVO SCENARIO** di sviluppo per il periodo temporale 2016-2020 che rappresenta una nuova ipotesi di evoluzione del vettore analizzato in funzione degli sviluppi normativi attuali e delle misure e azioni in atto che hanno comportato degli andamenti differenti rispetto a quanto era stato ipotizzato nello scenario di piano del PEAR. Per ogni vettore vengono specificate le assunzioni effettuate per definire il nuovo andamento.

Nel presente capitolo gli interventi di PEAR vengono monitorati attraverso gli indicatori riportati nel punto II.1 e nel punto II.2 del documento di monitoraggio redatto nella fase di VAS ovvero gli indicatori di realizzazione e di risultato e di ricaduta ambientale limitatamente per le emissioni di CO₂, necessarie per definire il terzo obiettivo di Piano. Per il calcolo delle emissioni di CO₂ vengono mantenuti gli stessi fattori utilizzati nel PEAR come riportati nell'Allegato 3 del presente documento.

Tutti i restanti indicatori di ricaduta ambientale sono invece analizzati nel capitolo 7.

5.1 FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Le azioni di incremento delle fonti energetiche prendono in considerazione le seguenti fonti:

- **idroelettrico;**
- **eolico;**
- **solare fotovoltaico;**
- **solare termico;**
- **biomassa;**
- **biogas.**

Le **pompe di calore**, in coerenza con il documento di PEAR, sono state riportate nel capitolo relativo all'efficienza energetica. Nel paragrafo relativo alle pompe di calore viene esplicitata la quota parte di produzione rinnovabile secondo quanto prevede la metodologia di burden Sharing (DM del 11/05/2015 Allegato 1 – Scheda A8 – energia termica rinnovabile fornita da pome di calore)

Per ciascuna delle azioni si riportano all'interno di tabelle gli indicatori di realizzazione, indicatori di risultato e gli indicatori di ricaduta ambientale (limitatamente per le emissioni di CO₂), di cui al punto II.2 del documento di monitoraggio mettendo a confronto i dati dello scenario libero del PEAR con i dati utilizzati per la redazione dei bilanci energetici regionali e con evidenziati gli scostamenti tra quanto effettivamente rilevato e quanto invece previsto nella fase di pianificazione energetica. Tali informazioni vengono poi rappresentate anche graficamente.

5.1.1 IDROELETTRICO

Secondo quanto previsto nel documento di monitoraggio gli **indicatori di realizzazione** previsti per gli impianti idroelettrici sono: *numero di impianti e potenza elettrica installata*¹⁴. Si specifica che sia per quanto riguarda il numero di impianti che per le potenze ai fini del monitoraggio vengono riportati i dati forniti dalla raccolta regionale ovvero dall' Assessorato Opere Pubbliche e Difesa del Suolo e edilizia Residenziale, Struttura affari generali, demanio e risorse idriche. Tali dati sono comprensivi sia degli impianti collegati alla rete che degli impianti "stand alone" ovvero non collegati alla rete elettrica. Per quanto riguarda la potenza di impianto essa è espressa come potenza media annua di concessione che viene calcolata a partire dalle portate medie annue dell'alveo, dal salto e dal rendimento impianto. Dal 2010 al 2015 dalla raccolta dati viene rilevato un incremento di 71 impianti (tra nuovi impianti e repowering) con incremento di potenza di concessione di circa 27 MWe.

IDROELETTRICO: INDICATORI DI REALIZZAZIONE													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
NUMERO di impianti	SCENARIO DI PIANO	[n.]	170	177	199	non definito							
	BER	[n.]	170	177	199	214	239	241					
TOTALE POTENZE MEDIE ANNUE DI CONCESSIONE	SCENARIO DI PIANO	[MWe]	498	500	514	515	517	518	520	521	523	524	526
	BER	[MWe]	498	500	514	515	525	525					

TABELLA 6: MONITORAGGIO IDROELETTRICO – indicatori di realizzazione

Gli **indicatori di risultato** riguardano la *produzione elettrica annua* e l'incidenza della stessa sui consumi finali lordi ovvero il *rapporto tra produzione idroelettrica su consumo finale lordo*.

Per quanto riguarda la produzione idroelettrica nello scenario di piano del PEAR sono stati presi in considerazione per gli anni 2010, 2011 e 2012 i dati della produzione netta mentre nel bilancio si riportano i dati della produzione lorda in coerenza con quanto prevede la metodologia di Burden Sharing, per tale ragione i dati non coincidano esattamente tra scenario di piano e BER.

Come indicato anche nella relazione di bilancio si specifica che i dati di produzione lorda presenti nei bilanci fanno riferimento alle statistiche Terna.

Nello scenario di piano era stato stimato un incremento delle produzioni inferiore rispetto a quanto effettivamente rilevato nei BER. Lo scenario di piano per gli anni 2016-2020 viene pertanto rivisto (cfr. **NUOVO SCENARIO**) con un nuovo andamento. A seguito dell'analisi degli ultimi tre anni dei dati relativi agli impianti che hanno ottenuto la concessione ma che non sono ancora in funzione e degli impianti oggetto di autorizzazione unica e vista la delibera di Giunta Regionale n°1436 del 09 ottobre 2015 (che limita il rilascio di nuove concessioni di derivazione ad uso idroelettrico), si è ipotizzato un possibile incremento di produzione dal 2016 al 2020. All'anno 2016 viene attribuito il valore di producibilità media annua rilevato dalle statistiche Terna al 2015, valore mediamente costante negli anni che non risente dell'"idricità" degli impianti ma che viene calcolato a partire dalla potenza lorda moltiplicata per un numero medio di ore di funzionamento degli impianti annuo.

La produzione di energia elettrica registra un incremento totale dal 2010 al 2015 di circa il 18% del dovuto in parte all'entrata in funzione di nuovi impianti ma soprattutto all'idricità particolarmente elevata degli ultimi anni.

La produzione di energia idroelettrica pesa sui consumi finali lordi mediamente per circa il 65% rispetto al 46% medio dello scenario di piano tale differenza è dovuta anche al fatto che i consumi finali lordi presenti nel PEAR presentano valori piuttosto elevati rispetto a quanto è stato poi rilevato nel corso della raccolta dati a livello locale per la redazione dei BER e quindi nel calcolo di tale percentuale (produzione idro/CFL) il rapporto risulta minore. Tale differenza è poi dovuta anche al fatto che la produzione elettrica rilevata nei BER risulta essere comunque superiore rispetto a quella ipotizzata nello scenario di PEAR.

IDROELETTRICO: INDICATORI DI RISULTATO													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PRODUZIONE ELETTRICA	SCENARIO DI PIANO	[GWhe]	2907	2709	3023	2905	2917	2929	2941	2953	2965	2977	2991
	BER	[GWhe]	2947	2743	3063	3534	3431	3465					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[GWhe]	40,33	34,51	39,25	629,97	514,54	536,07					
	NUOVO SCENARIO	[GWhe]						3465	3244	3269	3294	3319	3344
PRODUZIONE IDROELETTRICA /CONSUMO FINALE LORDO (CFL)	SCENARIO DI PIANO	[GWhe]	46%	43%	48%	46%	46%	46%					
	BER	[GWhe]	56%	53%	61%	72%	72%	74%					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[GWhe]	10%	10%	14%	26%	26%	28%					

Tabella 7: **MONITORAGGIO IDROELETTRICO** – indicatori di risultato, produzione elettrica

Nello scenario di piano è stato stimato un incremento delle produzioni dal 2013 inferiore rispetto a quanto rilevato come anche rappresentato nel grafico a seguire nel quale viene riportato l'andamento dello scenario libero indicato nel documento di PEAR e l'andamento del nuovo scenario ipotizzato dal 2016 al 2020.

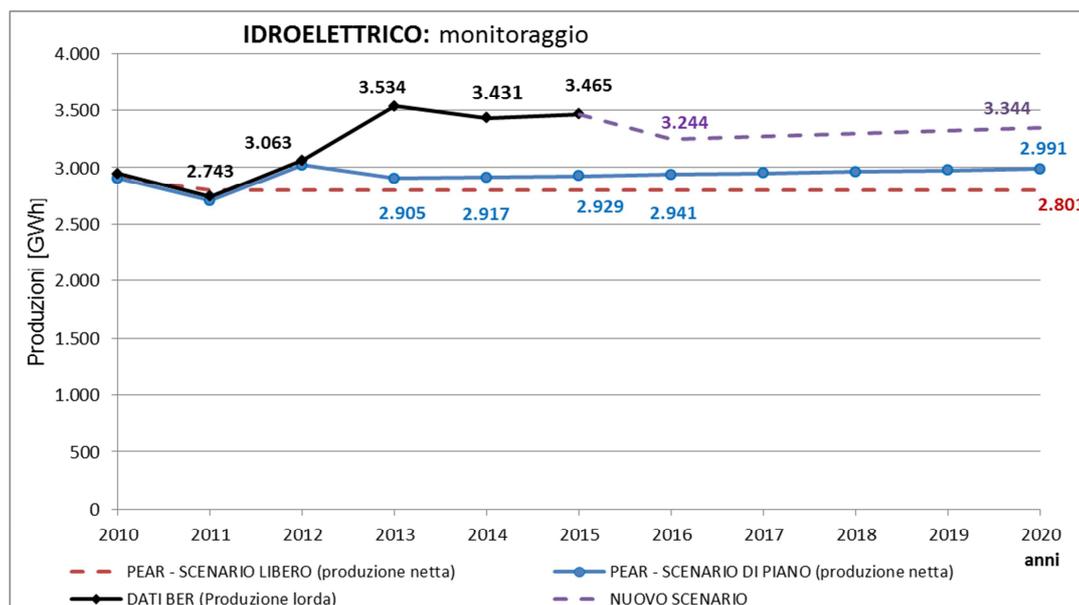


FIGURA 69: MONITORAGGIO IDROELETTRICO – confronto produzioni tra scenario libero, scenario di piano, quanto indicato nel bilancio energetico regionale e ipotesi di nuovo scenario.

Per quanto riguarda le mancate emissioni di CO₂, presenti negli **indicatori di ricaduta ambientale**, conseguentemente con l'andamento della produzione presente nei bilanci, risultano essere incrementali rispetto a quanto previsto nello scenario di PEAR. Per mancate emissioni (ovvero CO₂ non emessa) per l'idroelettrico si intendono le emissioni che si avrebbero se la stessa quantità di energia elettrica fosse generata dal parco termoelettrico nazionale.

IDROELETTRICO: INDICATORI DI RICADUTA AMBIENTALE - MANCATE EMISSIONI CO ₂													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CO ₂ non emessa	SCENARIO DI PIANO	[t/anno]	1.697.746	1.581.998	1.765.607	1.696.228	1.703.236	1.710.244	1.717.252	1.724.260	1.731.268	1.738.276	1.746.452
	BER	[t/anno]	1.721.301	1.602.154	1.788.530	2.064.131	2.003.725	2.023.309					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[t/anno]	23.554	20.156	22.923	367.903	300.489	313.065					
	NUOVO SCENARIO	[t/anno]						2.023.309	1.894.715	1.909.260	1.923.805	1.938.350	1.952.895

TABELLA 8: MONITORAGGIO IDROELETTRICO – indicatori di ricaduta ambientale CO₂

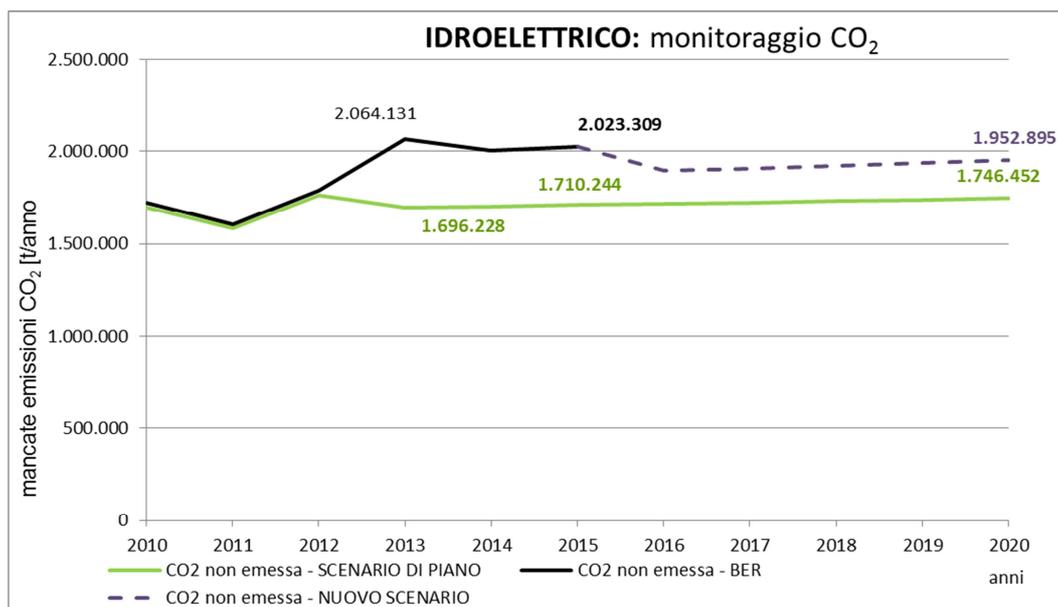


FIGURA 70: MONITORAGGIO IDROELETTRICO– confronto andamento delle mancate emissioni di CO₂ dello scenario di piano con le emissioni desunte dai dati dei bilanci.

Per quanto riguarda l'obiettivo di **Burden Sharing**, si riporta a seguire il confronto tra quanto fornito dal GSE nell'ambito del monitoraggio dello stesso e quanto rilevato nei BER. I due andamenti presentano delle differenze dovute alla normalizzazione¹⁵ delle produzioni come prevede la metodologia di Burden Sharing.

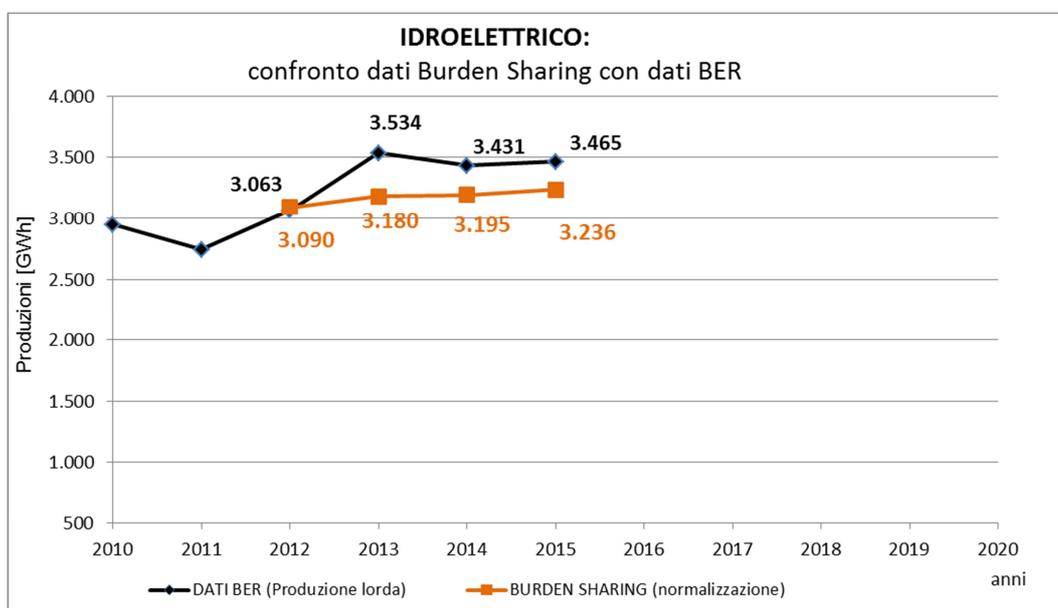


FIGURA 71: MONITORAGGIO IDROELETTRICO – confronto tra scenario libero, scenario di piano e quanto indicato nel bilancio energetico regionale

¹⁵ La normalizzazione della produzione, ai sensi della direttiva 2009/28/CE, prevede l'applicazione di una formula che media il dato di produzione di ogni anno ai 15 anni antecedenti.

5.1.2 EOLICO

Gli **indicatori di realizzazione** previsti per gli impianti eolici sono: *numero di impianti e potenza elettrica installata*. Per gli anni 2011 e 2012 i dati dello scenario di piano del PEAR e quanto presente nei bilanci energetici coincidono in quanto, come anche specificato nel documento di PEAR (capitolo 5), i dati di numero di impianti e potenze erano già stati aggiornati con quanto rilevato sul territorio regionale.

EOLICO: INDICATORI DI REALIZZAZIONE													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
NUMERO di impianti	SCENARIO DI PIANO	[n.]	2	2	3	3	non definiti						
	BER	[n.]	2	2	3	3	3	3					
TOTALE POTENZE	SCENARIO DI PIANO	[MWe]	0,04	0,04	2,59	2,59	4,00	5,00	6,00	6,00	7,00	7,00	8,00
	BER	[MWe]	0,04	0,04	2,59	2,59	2,59	2,59					

TABELLA 9: MONITORAGGIO EOLICO – indicatori di realizzazione

Gli **indicatori di risultato** per l'eolico riguardano la *produzione elettrica annua* e l'incidenza della stessa sui consumi finali lordi ovvero il *rapporto tra produzione eolico sul consumo finale lordo*.

Nello scenario di piano era stato stimato un incremento delle produzioni superiore rispetto a quanto effettivamente rilevato nei BER nei quali a partire dal 2013 non sono stati registrati rilevanti variazioni di produzioni in quanto non sono entrati in funzione nuovi impianti. Lo scenario di piano per gli anni 2016-2020 viene pertanto rivisto (cfr. **NUOVO SCENARIO**) con un nuovo andamento per il quale si ipotizza un valore di produzione pressoché costante pari alla media della produzione degli ultimi tre anni. Si ritiene infatti improbabile un aumento significativo della produzione fino al 2020 in quanto allo stato attuale non sono presenti impianti rilevanti oggetto di autorizzazione unica.

EOLICO: INDICATORI DI RISULTATO													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PRODUZIONE ELETTRICA	SCENARIO DI PIANO	[Gwhe]	0,02	0,04	2,30	4,66	7,20	9,00	10,80	10,80	12,60	12,60	14,40
	BER	[Gwhe]	0,02	0,04	2,30	4,06	3,68	3,83					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[Gwhe]	0,00	0,00	0,00	-0,59	-3,52	-5,17					
	NUOVO SCENARIO	[Gwhe]						3,83	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86
PRODUZIONE EOLICA/CONSUMO FINALE LORDO (CFL)	SCENARIO DI PIANO	[Gwhe]	0,00%	0,00%	0,04%	0,07%	0,11%	0,14%					
	BER	[Gwhe]	0,00%	0,00%	0,05%	0,08%	0,08%	0,08%					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[Gwhe]	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%	-0,04%	-0,06%					

TABELLA 10: MONITORAGGIO EOLICO – indicatori di risultato

La produzione di energia eolica riportata nei bilanci energetici regionali incide meno dell'0,1% sui consumi finali lordi.

Si riporta graficamente quanto indicato in *Tabella 10* con indicato anche l'andamento previsto nello scenario libero del PEAR:

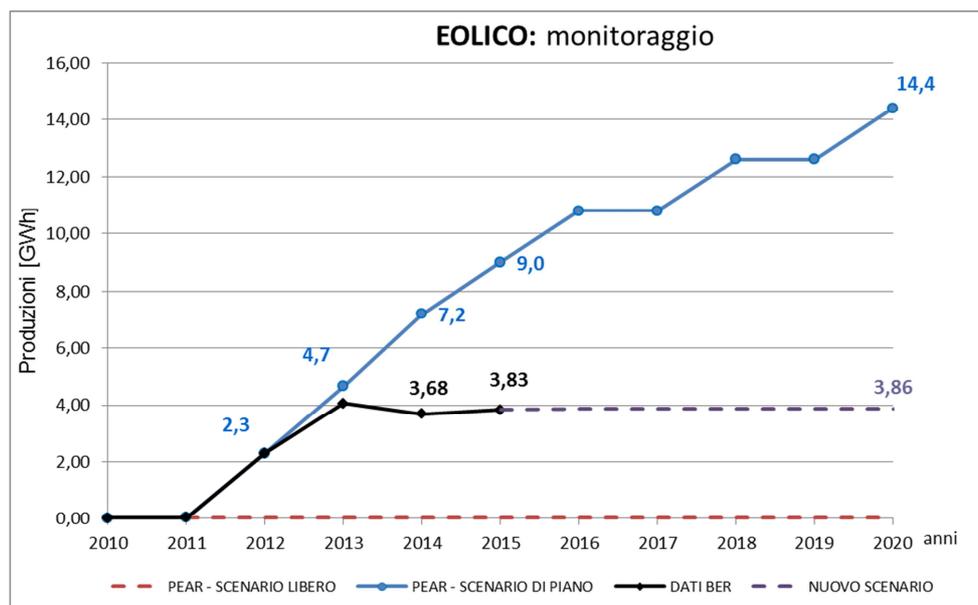


FIGURA 72: MONITORAGGIO EOLICO – confronto produzioni tra scenario libero, scenario di piano, quanto indicato nel bilancio energetico regionale e ipotesi di nuovo scenario.

Le mancate **emissioni di CO₂**, che costituiscono sia un obiettivo di PEAR che un indicatore di ricaduta ambientale, coerentemente con l'andamento della produzione nei BER, risultano essere ridotte rispetto a quanto previsto nello scenario di PEAR. Anche in questo caso, pertanto, viene riformulato un nuovo scenario. Per mancate emissioni (ovvero CO₂ non emessa) per l'eolico si intendono le emissioni che si avrebbero se la stessa quantità di energia elettrica fosse generata dal parco termoelettrico nazionale.

EOLICO: INDICATORI DI RICADUTA AMBIENTALE - MANCATE EMISSIONI CO ₂													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CO ₂ non emessa	SCENARIO DI PIANO	[t/anno]	13	23	1.344	2.719	4.205	5.256	6.307	6.307	7.358	7.358	8.410
	BER	[t/anno]	13	23	1.344	2.374	2.147	2.236					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[t/anno]	0	0	0	-346	-2.058	-3.020					
	NUOVO SCENARIO	[t/anno]							2.236	2.236	2.252	2.252	2.252

TABELLA 11: MONITORAGGIO EOLICO – indicatori di ricaduta ambientale CO₂

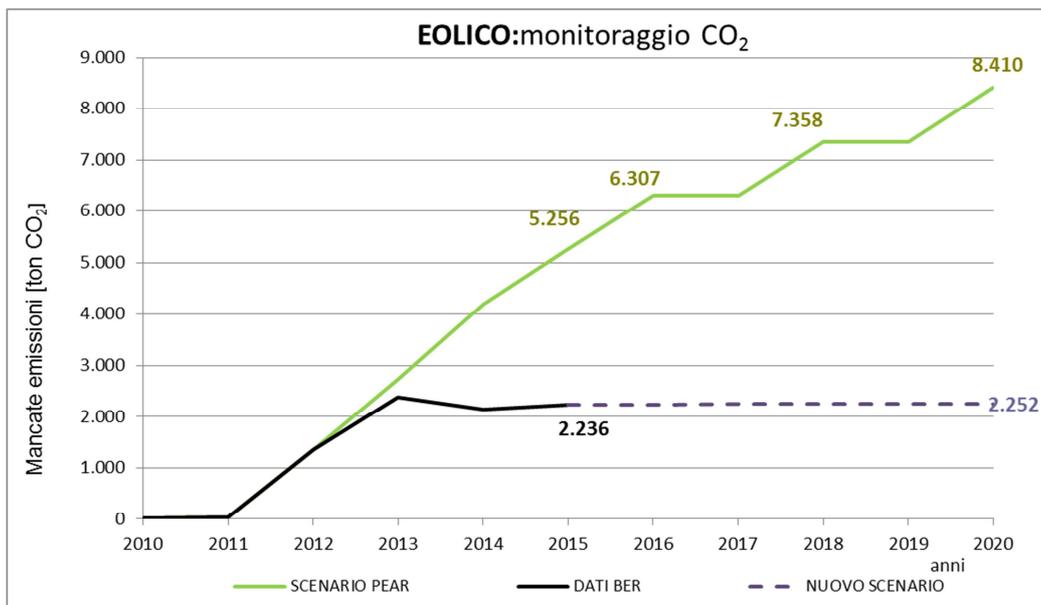


FIGURA 73: MONITORAGGIO EOLICO – confronto andamento delle mancate emissioni di CO₂ dello scenario di piano con i BER e il nuovo scenario

Per quanto riguarda l'obiettivo di **Burden Sharing**, si riporta a seguire il confronto tra quanto fornito dal GSE nell'ambito del monitoraggio dello stesso e quanto rilevato nei BER. I due andamenti di produzione da fonte eolica presentano delle differenze dovute alla normalizzazione¹⁶ dei dati come prevede la metodologia di Burden Sharing.

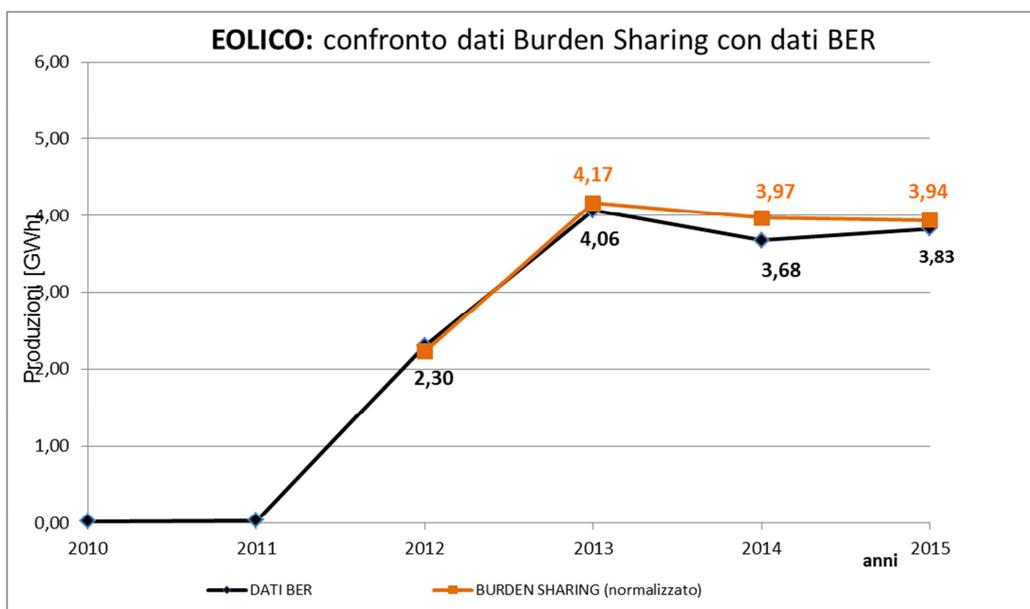


FIGURA 74: MONITORAGGIO EOLICO – confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto presente nei bilanci energetici.

¹⁶ La normalizzazione della produzione, ai sensi della direttiva 2009/28/CE, prevede l'applicazione di una formula che media il dato di produzione di ogni anno mediamente a quattro anni precedenti.

5.1.3 SOLARE FOTOVOLTAICO

Secondo quanto previsto nel documento di monitoraggio gli **indicatori di realizzazione** sono: *numero di impianti, superficie dei pannelli installati e potenza elettrica*. Per gli anni 2011 e 2012 i dati dello scenario di piano del PEAR e quanto presente nei bilanci energetici coincidono in quanto, come anche specificato nel documento di PEAR (capitolo), i dati di numero di impianti, potenze sono già stati aggiornati con le statistiche del GSE che per questo vettore sono state utilizzate nei BER.

FOTOVOLTAICO: INDICATORI DI REALIZZAZIONE													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
NUMERO di impianti	SCENARIO DI PIANO	[n.]	410	1.118	1.476	1.918	2.361	2.888	3.136	3.383	3.631	3.879	4.126
	BER	[n.]	410	1.118	1.545	1.796	1.943	2.046					
TOTALE SUPERFICI	SCENARIO DI PIANO	[mq]	35.438	105.640	155.046	201.543	248.040	303.450	329.460	355.470	381.480	407.490	433.500
	BER	[mq]	35.438	105.640	139.629	151.837	159.470	166.630					
TOTALE POTENZE	SCENARIO DI PIANO	[MWe]	4,70	13,55	17,88	23,25	28,61	35,00	38,00	41,00	44,00	47,00	50,00
	BER	[MWe]	4,70	13,90	18,30	19,90	20,90	21,75					

TABELLA 12: MONITORAGGIO FOTOVOLTAICO – indicatori di realizzazione

Gli **indicatori di risultato** per il fotovoltaico riguardano la *produzione elettrica annua* e l'incidenza della stessa sui consumi finali lordi ovvero il *rapporto tra produzione da fotovoltaico sul consumo finale lordo*.

La produzione di energia elettrica da fotovoltaico ha risentito dal 2010 al 2013 degli incentivi erogati nell'ambito del "conto energia" che hanno generato in generale a livello nazionale una proliferazione di impianti fotovoltaici, infatti a livello regionale, dal 2010 al 2013, la produzione è quasi decuplicata. Nello scenario di piano era stato stimato un incremento delle produzioni ancora superiore rispetto a quanto effettivamente rilevato nei BER nel quale dal 2013 al 2015 è stato rilevato un incremento di produzione totale di circa il 9% ovvero un incremento medio annuo del 4%. Viste le normative attualmente vigenti e a seguito dell'analisi degli interventi oggetto di autorizzazione unica, si ritiene improbabile un aumento significativo della produzione fino a fine 2020 pertanto lo scenario di piano per gli anni 2016-2020 viene rivisto (cfr. **NUOVO SCENARIO**) con un nuovo andamento che prevede un incremento medio annuo di produzione elettrica del 4%. Tale tendenza si ritiene inoltre significativa vista l'assenza di incentivi tipo il "conto energia" e visti gli obblighi normativi di installazioni sulle fonti energetiche rinnovabili previste dal decreto 28/2011 e successivi aggiornamenti.

La produzione di energia elettrica da fotovoltaico stimata nei BER incide mediamente negli ultimi tre anni per circa il 0,5% sul consumo finale lordo, valori di poco superiori sono stati stimati nel PEAR.

FOTOVOLTAICO: INDICATORI DI RISULTATO													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PRODUZIONE ELETTRICA	SCENARIO DI PIANO	[Gwhe]	2,03	11,13	21,46	27,90	34,33	42,00	45,60	49,20	52,80	56,40	60,00
	BER	[Gwhe]	2,03	11,13	17,73	21,59	22,69	24,08					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[Gwhe]	0,00	0,00	-3,73	-6,31	-11,65	-17,92					
	NUOVO SCENARIO	[Gwhe]						24,08	25,32	26,56	27,80	29,04	30,28
PRODUZIONE FOTOVOLTAICA /CONSUMO FINALE LORDO (CFL)	SCENARIO DI PIANO	[Gwhe]	0,03%	0,18%	0,34%	0,44%	0,54%	0,66%					
	BER	[Gwhe]	0,04%	0,21%	0,36%	0,44%	0,47%	0,51%					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[Gwhe]	0,01%	0,04%	0,02%	0,00%	-0,06%	-0,14%					

TABELLA 13: MONITORAGGIO FOTOVOLTAICO – indicatori di risultato

Si riporta graficamente quanto indicato nella tabella precedente con indicato anche l'andamento previsto nello scenario libero del PEAR:

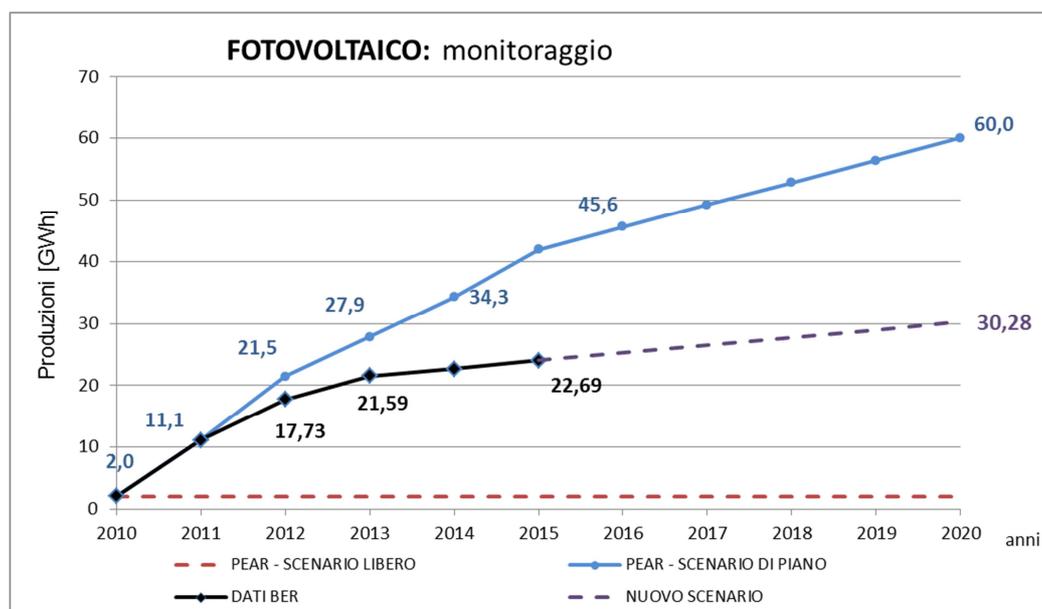


FIGURA 75: MONITORAGGIO FOTOVOLTAICO – confronto produzioni tra scenario libero, scenario di piano, quanto indicato nel bilancio energetico regionale e ipotesi di nuovo scenario.

Per quanto riguarda le mancate emissioni di CO₂, presenti negli **indicatori di ricaduta ambientale**, conseguentemente con l'andamento della produzione presente nei bilanci, risultano essere ridotte rispetto a quanto previsto nello scenario di PEAR. Per mancate emissioni (ovvero CO₂ non emessa) per il fotovoltaico si intendono le emissioni che si avrebbero se la stessa quantità di energia elettrica fosse generata dal parco termoelettrico nazionale.

FOTOVOLTAICO: INDICATORI DI RICADUTA AMBIENTALE - CO ₂													
	[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
CO ₂ non emessa	SCENARIO DI PIANO	[t/anno]	1.183	6.498	12.532	16.291	20.049	24.528	26.630	28.733	30.835	32.938	35.040
	BER	[t/anno]	1.183	6.498	10.353	12.606	13.248	14.061					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[t/anno]	0	0	-2.180	-3.685	-6.801	-10.467					
	NUOVO SCENARIO	[t/anno]						14.061	14.785	15.510	16.234	16.958	17.682

TABELLA 14: MONITORAGGIO FOTOVOLTAICO – indicatori di ricaduta ambientale CO₂

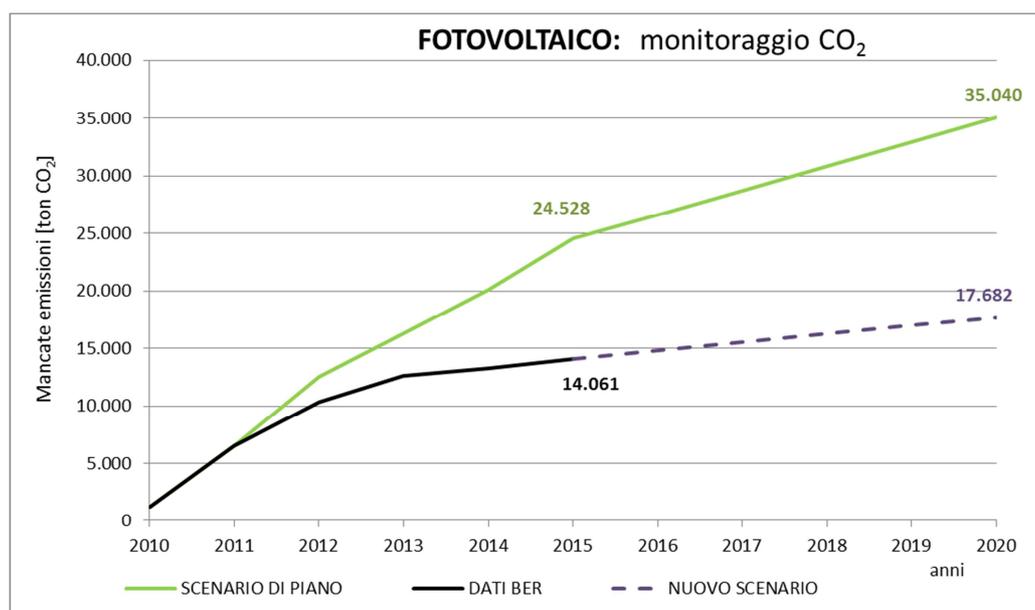


FIGURA 76: MONITORAGGIO FOTOVOLTAICO – confronto andamento delle mancate emissioni di CO₂ dello scenario di piano con le emissioni desunte dai dati dei bilanci.

Si riporta a seguire il confronto tra quanto previsto nella **metodologia di Burden Sharing** per la produzione da fonte solare fotovoltaica e quanto presente nei bilanci energetici. I due dati coincidono in quanto nel bilancio sono state prese in considerazione le informazioni dalle statistiche nazionali.

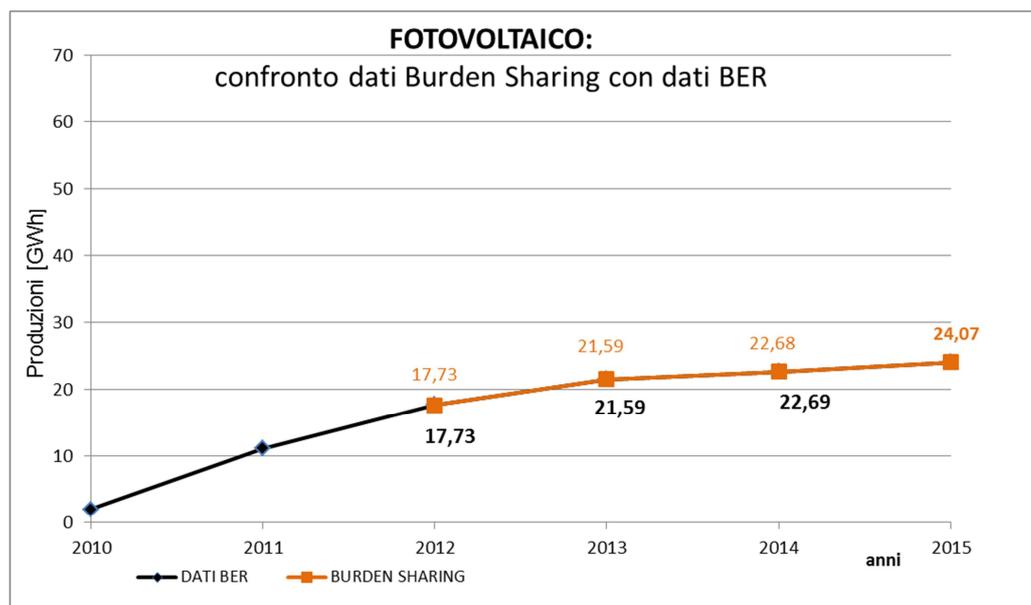


FIGURA 77: MONITORAGGIO FOTOVOLTAICO – confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto presente nei bilanci energetici.

5.1.4 SOLARE TERMICO

Secondo quanto previsto nel documento di monitoraggio gli **indicatori di realizzazione** sono: *numero di impianti, superficie dei pannelli installati e potenza termica installata*. Nello scenario di piano il numero di impianti è stato ricavato a partire dai mq medi installati per impianto rilevati nei bilanci energetici regionali. A partire dal 2010 i dati rilevati nei BER e i dati presenti nello scenario di piano non coincidono in quanto nel corso della stesura dei bilanci energetici la banca dati degli impianti solari termici utilizzata nel PEAR è stata integrata con la banca dati degli attestati di prestazione energetica (APE), con quanto rilevato nell'ambito del progetto europeo Renerfor, con la banca dati fornita dall'Enea in merito alle detrazioni fiscali. L'indicatore *potenza termica installata* non è stato riportato in quanto richiede delle valutazioni specifiche di dettaglio in funzione della tecnologia utilizzata per ogni singola installazione, attualmente non presenti nelle banche dati analizzate, inoltre una stima generica sarebbe comunque poco significativa per le valutazioni energetiche che vengono effettuate nel presente documento.

SOLARE TERMICO: INDICATORI DI REALIZZAZIONE													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
TOTALE NUMERO di impianti	SCENARIO DI PIANO	[n.]	1.635	1.883	2.175	2.445	2.715	2.985	3.255	3.525	3.795	4.065	4.335
	BER	[n.]	2.119	2.528	2.989	3.223	3.380	3.504					
TOTALE SUPERFICI	SCENARIO DI PIANO	[mq]	13.200	15.200	17.560	19.740	21.920	24.100	26.280	28.460	30.640	32.820	35.000
	BER	[mq]	17.493	20.824	24.463	26.700	28.099	29.319					
TOTALE POTENZE	SCENARIO DI PIANO	[MW]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	BER	[MW]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

TABELLA 15: MONITORAGGIO SOLARE TERMICO– indicatori di realizzazione

Gli **indicatori di risultato** per il solare termico riguardano la *produzione termica annua*, il *combustibile risparmiato*, e l'incidenza della produzione sui consumi finali lordi ovvero il *rapporto tra produzione da solare termico sul consumo finale lordo*

Per il calcolo della *produzione di energia termica* del BER e del PEAR sono stati utilizzati due approcci metodologici differenti: nello scenario di piano del PEAR (come nello scenario libero) è stata calcolata considerando una producibilità specifica di 800 kWh/mq, nei BER si è invece applicata la metodologia prevista dal Burden Sharing (Scheda A2 dell'Allegato 1 del D.M. 11/05/2015)¹⁷, come anche esplicito nella scheda del solare termico dell'Allegato1 "Relazione di BER" al presente documento. L'applicazione della metodologia di Burden Sharing comporta quindi a parità di mq di impianti installati un dato di produzione inferiore (circa 564 kWh/mq), si riporta quindi per completezza anche il grafico delle superfici rilate nei BER e riportate nel PEAR.

Per quanto riguarda il *combustibile fossile risparmiato* questo è stato calcolato, in coerenza con quanto fatto nel documento di PEAR, considerando la differenza tra la produzione di energia termica da solare termico e l'energia termica che sarebbe stata prodotta in generazione separata considerando convenzionalmente un parco impianti con un rendimento medio di combustione pari a 0,8. Per calcolare la quota di fossile di risparmio è stato considerato un parco impianti costituito per il 45% da impianti alimentati a gasolio, per il 35 % da impianti alimentati a gas naturale e per un 20% da impianti alimentati a fonti energetiche rinnovabili (quali biomassa), quindi si ipotizza una sostituzione media di circa l'80% del parco impianti da fonte fossile. Viste le differenze di produzione tra BER e scenario di piano, per gli anni 2016-2020 viene ipotizzato (cfr. **NUOVO SCENARIO**) un nuovo andamento. Dall'analisi degli interventi oggetto di autorizzazione unica, si ritiene improbabile un aumento significativo della produzione fino a fine 2020 pertanto lo scenario è stato mantenuto con un andamento di produzione simile a quello degli ultimi tre anni riportato nei BER ovvero con un incremento medio annuo del 3,5%. Tale tendenza si ritiene inoltre significativa visti gli obblighi normativi di installazioni sulle fonti energetiche rinnovabili previste dal decreto 28/2011 e successivi aggiornamenti.

SOLARE TERMICO: INDICATORI DI RISULTATO													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PRODUZIONE TERMICA	SCENARIO DI PIANO	[Gwh]	10,56	12,16	14,05	15,79	17,54	19,28	21,02	22,77	24,51	26,26	28,00
	BER	[Gwh]	9,86	11,74	13,79	15,05	15,84	16,53					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[Gwh]	-0,70	-0,42	-0,26	-0,74	-1,70	-2,75					
	NUOVO SCENARIO	[Gwh]						16,53	16,91	17,53	18,15	18,78	19,40
PRODUZIONE SOLARE TERMICA/CONSUMO FINALE LORDO (CFL)	SCENARIO DI PIANO	[GWhe]	0,17%	0,19%	0,22%	0,25%	0,27%	0,30%					
	BER	[GWhe]	0,19%	0,22%	0,28%	0,31%	0,33%	0,35%					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[GWhe]	0,02%	0,03%	0,05%	0,06%	0,06%	0,05%					
COMBUSTIBILE RISPARMIATO	SCENARIO DI PIANO	[Gwh]	2,64	3,04	3,51	3,95	4,38	4,82	5,26	5,69	6,13	6,56	7,00
	BER	[Gwh]	1,97	2,35	2,76	3,01	3,17	3,31					

TABELLA 16: MONITORAGGIO SOLARE TERMICO – indicatori di risultato

¹⁷ Per il calcolo della produzione di energia da solare termico, la metodologia di Burden Sharing applica quanto indicato dal Solar Heating&Cooling Programme dell'IEA ovvero $Q=CxH_0X(A+A_t xK)$ ove C è il rendimento impianto H_0 è l'irradiazione globale annua e A è la superficie dei collettori e k coefficienti di correzione per produzione nell'anno considerato

La produzione/consumo da solare termico rilevata nei bilanci energetici regionali costituisce poco meno del 0,3% del consumo finale lordo in coerenza mediamente con quanto riportato nel PEAR.

Si rappresenta graficamente quanto riportato nella tabella precedente con indicato anche l'andamento previsto nello scenario libero del PEAR:

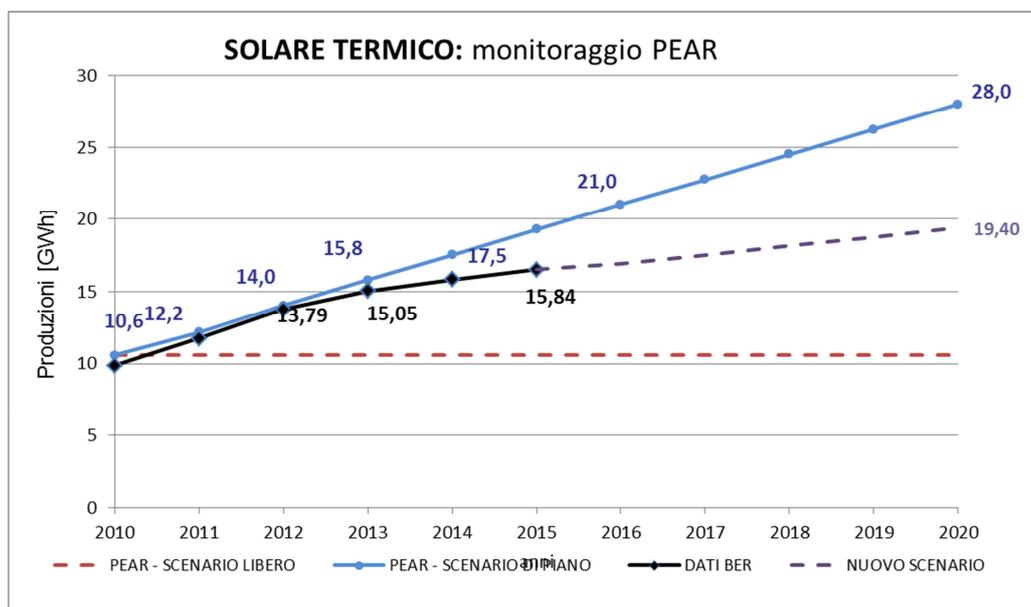


FIGURA 78: MONITORAGGIO SOLARE TERMICO– confronto produzioni tra scenario libero, scenario di piano, quanto indicato nel bilancio energetico regionale e ipotesi di nuovo scenario.

Per completezza si riportano graficamente anche gli andamenti delle superfici installate rilevate nei BER e riportate nello scenario libero e di piano del documento di PEAR:

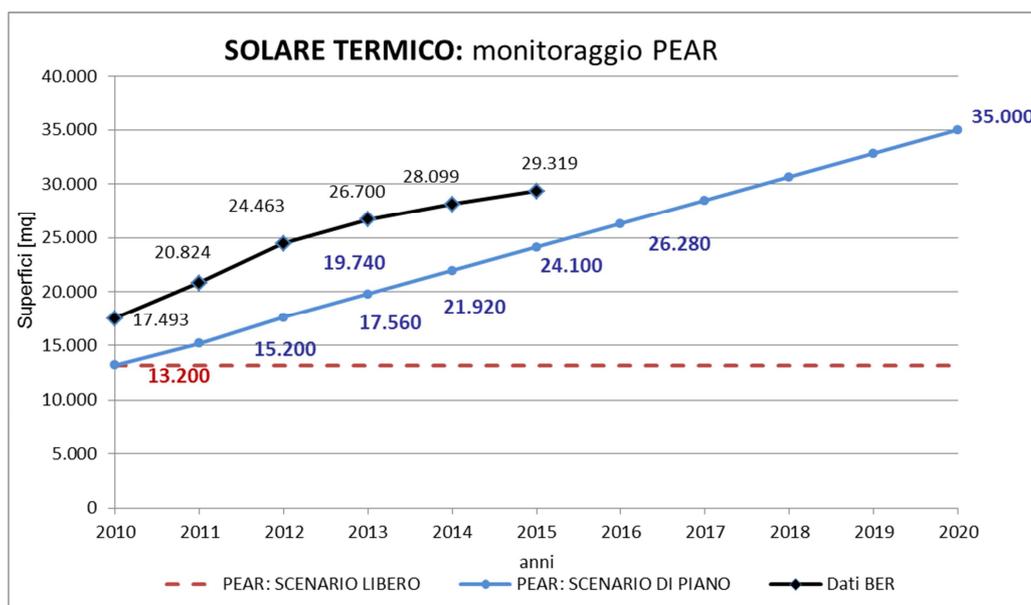


FIGURA 79: MONITORAGGIO SOLARE TERMICO– confronto superfici installate tra scenario libero, scenario di piano e quanto indicato nel bilancio energetico regionale

Per quanto riguarda le mancate emissioni di CO₂, presenti negli **indicatori di ricaduta ambientale**, conseguentemente con l'andamento della produzione presente nei bilanci, risultano essere ridotte rispetto a quanto previsto nello scenario di PEAR. Si specifica che le mancate emissioni, in coerenza con quanto rilevato nei BER, tengono conto di un parco termico medio, costituito da circa il 25% da caldaie a gas naturale, per il 45% da caldaie a gasolio e per il 20% da caldaie alimentate a fonti energetiche rinnovabili per le quali le emissioni vengono considerate pari a zero. Nel PEAR il parco impianti era stato considerato convenzionalmente pari al 40% costituito da caldaie a gas e per il restante 60% da caldaie a gasolio, questo spiega anche la differenza marcata tra le mancate emissioni dei BER rispetto a quanto riportato nel PEAR:

SOLARE TERMICO: INDICATORI DI RICADUTA AMBIENTALE - CO ₂													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CO ₂ non emessa	SCENARIO DI PIANO	[t/anno]	3.147	3.624	4.186	4.706	5.226	5.745	6.265	6.785	7.305	7.824	8.344
	BER	[t/anno]	2.327	2.770	3.254	3.552	3.738	3.900					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[t/anno]	-820	-853	-932	-1.154	-1.488	-1.845					
	NUOVO SCENARIO	[t/anno]							3900	3991	4138	4284	4431

TABELLA 17: MONITORAGGIO SOLARE TERMICO – indicatori di ricaduta ambientale CO₂

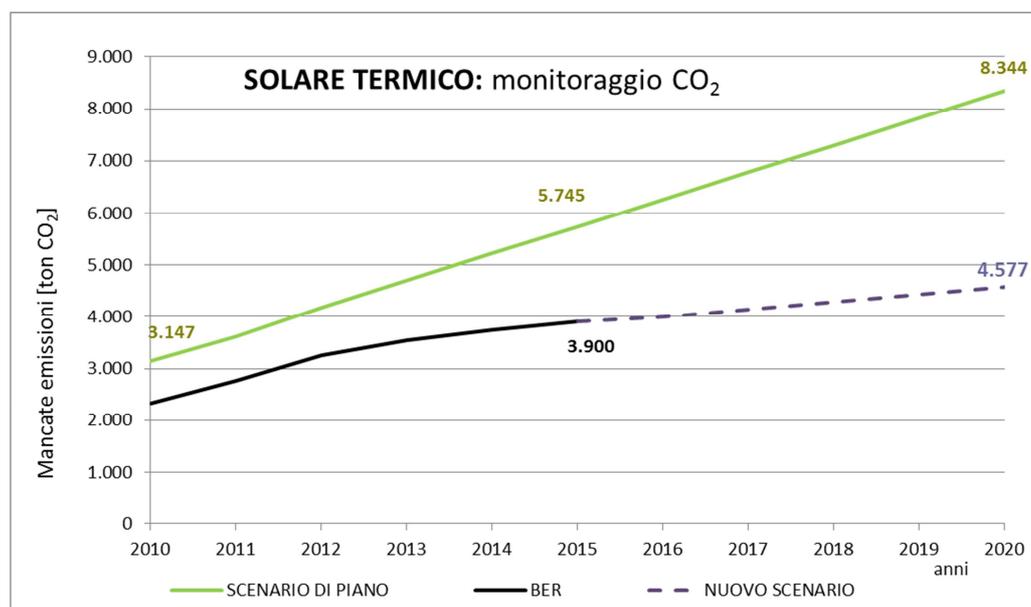


FIGURA 80: MONITORAGGIO SOLARE TERMICO– confronto andamento delle mancate emissioni di CO₂ dello scenario di piano con le emissioni desunte dai dati dei bilanci.

Si riporta a seguire il confronto tra quanto previsto nella **metodologia di Burden Sharing** per la produzione di energia da fonte solare termica e quanto presente nei bilanci energetici. Le superfici di solare termico installate sul territorio regionale effettuate dal GSE riguardano indagini statistiche sulle vendite a livello nazionale, poi ripartite a livello regionale e risultano superiori rispetto a quanto riportato nei bilanci energetici e raccolto a livello regionale.

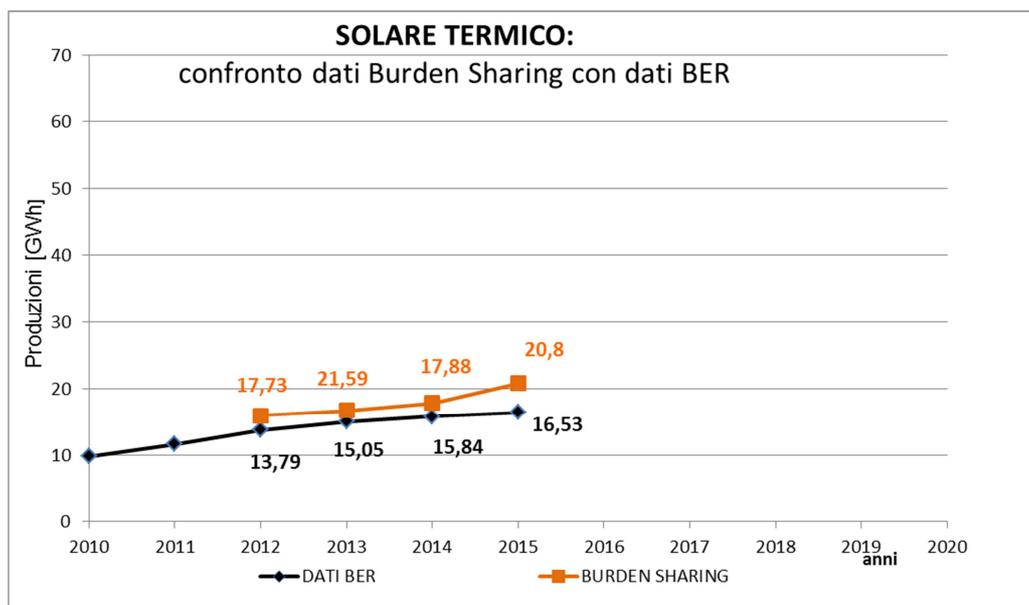


FIGURA 81: MONITORAGGIO SOLARE TERMICO – confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto presente nei bilanci energetici.

5.1.5 BIOMASSA

Nel presente paragrafo vengono analizzati gli impianti alimentati a biomasse solide (pellet, cippato, tronchetti di legna, briquettes, ecc...), sia termici che cogenerativi, **utilizzati presso gli utenti (consumi diretti di biomassa)** nei differenti settori mentre si rimanda al capitolo 5.2 “Efficienza energetica” il monitoraggio degli impianti di teleriscaldamento alimentati a biomassa.

Viene effettuata questa analisi separata in quanto, in accordo con quanto prevede la metodologia di Burden Sharing, l’energia termica prodotta da impianti a biomassa ceduta a terzi attraverso impianti di teleriscaldamento e venduta agli utenti viene conteggiata come calore prodotto, nel caso invece di consumi diretti delle fonti (sia da caldaie che da cogeneratori) deve essere conteggiato il contenuto energetico delle fonti consumate. Si specifica che nel documento di PEAR nel capitolo 5.1.5 “biomassa” viene invece trattato in un’unica tabella 37 i dati sia dell’energia termica prodotta dagli impianti di teleriscaldamento a biomassa che dei consumi degli impianti a biomassa (cogenerativi e non) presso gli utenti .

Sono pertanto esclusi nella presente trattazione gli impianti di teleriscaldamento alimentati a biomassa.

Secondo quanto previsto nel documento di monitoraggio gli **indicatori di realizzazione** sono: *numero di impianti e potenza termica installata*. Per quanto riguarda il numero di impianti non sono presenti dei riferimenti specifici nel PEAR e nei bilanci sono a disposizione prevalentemente informazioni sui quantitativi di biomassa consumati presso le utenze. Con l’implementazione del catasto termico nei prossimi anni sarà possibile disporre di maggiori dati in merito al numero di impianti oltre che alle potenze installate, pertanto al momento non è stato inserito tale dato.

Nello scenario di PEAR il totale delle potenze installate è stato calcolato come somma delle potenze degli impianti esistenti presso le utenze e delle potenze dei nuovi impianti ipotizzati dal 2010 al 2020 costituiti prevalentemente da impianti che generano solo calore .

Si specifica inoltre che per quanto riguarda la potenza termica i valori riportati relativi ai BER, in coerenza con quanto effettuato anche nel PEAR, non costituiscono il totale reale installato sul territorio ma si tratta di un valore calcolato, a partire dalla produzione termica [kWh] diviso un numero di ore anno di funzionamento pari a 800 [ore/anno] e moltiplicato per rendimento degli impianti pari a 0,8. Questa assunzione prevede che tutti gli impianti abbiano un uso tipo “impianto principale”, anche se in realtà una parte consistente degli impianti ha un uso come “impianto secondario” e quindi con un rendimento e numero di ore di funzionamento differenti e non facilmente valutabili.

BIOMASSE SOLIDE: INDICATORI DI REALIZZAZIONE													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
TOTALE NUMERO di impianti	SCENARIO DI PIANO	[n.]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	BER	[n.]	-	-	-	-	-	-					
TOTALE POTENZE	SCENARIO DI PIANO	[MW]	281	284	286	287	289	290	291	292	293	294	295
	BER	[MW]	281	443	445	447	450	452					

TABELLA 18: MONITORAGGIO BIOMASSA– indicatori di realizzazione

Gli indicatori di risultato per la biomassa riguardano la *produzione termica annua*, il *combustibile fossile risparmiato* e l'incidenza della produzione sui consumi finali lordi ovvero il *rapporto tra produzione da biomassa sul consumo finale lordo*

Nel scenario di piano del PEAR, per quanto riguarda la produzione di energia termica da biomassa, sono stati presi in considerazione i consumi di biomasse degli impianti esistenti (pari a 27 kTep ovvero circa 80.300 ton) e degli impianti sia di generazione di sola energia termica che impianti cogenerativi presso gli utenti.

Nei BER per la valutazione di energia termica da biomassa (consumi diretti) sono state fatte le seguenti assunzioni come anche esplicitato nella relazione di bilancio (Allegato1 “Bilanci energetici regionali 2007-2015” Capitolo 3.1.6 Biomassa)

- dal **2007 al 2010**, per i consumi diretti di biomassa, in mancanza di altre informazioni, è stato considerato il valore utilizzato nel PEAR posto costante negli anni pari a circa 280,71 GWh (circa 75.590 ton);
- per l'anno **2011** si prendono in considerazione gli esiti dell'indagine statistica condotta nell'ambito del progetto europeo Renefor¹⁸ relativa al settore domestico, alberghiero e industria manifatturiera ai quali vengono sommati i consumi rilevati nell'ambito del POR /FESR relativi agli enti locali per un totale di consumo di biomassa di circa 516,00 GWh (circa 141.313 t)
- per il periodo dal **2012 al 2015**, si è partiti dal considerare al 2015 i risultati emersi dall'analisi del consumo di biomassa nel settore residenziale effettuati nel “modello consumi finali residenziale” (cfr. Scheda 19 Consumi finali nel settore residenziale – Allegato 1 Bilanci energetici Regionali) che riguarda però solo i consumi dell'impianto principale ai quali sono stati sommati i consumi di biomassa rilevati in Renefor relativi agli impianti secondari; per gli anni 2012, 2013 e 2014 è stata effettuata un'interpolazione lineare tra il 2011 e 2015. A completamento di tali valori per valutare il consumo di biomassa nel settore servizi e industria, sono stati considerati i dati presenti negli

¹⁸ Il progetto strategico Renefor “Iniziativa di cooperazione per lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile (bosco ed acqua) nelle Alpi occidentali, il risparmio energetico e la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra” rientra nell'ambito del Programma di cooperazione transfrontaliera tra Italia e Francia “Alcotra” 2007-2013. Tale progetto ha focalizzato l'attenzione sulla possibilità di sfruttare le fonti energetiche rinnovabili nel territorio transfrontaliero Italia – Francia, in particolare ACQUA e LEGNO, particolarmente diffuse nelle aree rurali e montane. (<http://www.regione.vda.it/energia/renefor>).

attestati di prestazione energetica relativi tali settori, tali valori vengono inoltre annualmente trasmessi al GSE con la denominazione di “biomasse collettive”.

Per quanto riguarda il *combustibile fossile risparmiato* questo è stato calcolato, in coerenza con quanto fatto nel documento di PEAR, considerando la differenza tra la produzione di energia termica da biomassa e l'energia termica che sarebbe stata prodotta in generazione separata considerando convenzionalmente un parco impianti con un rendimento medio di combustione pari a 0,8. Per calcolare la quota di fossile di risparmio è stato considerato un parco impianti costituito per il 45% da impianti alimentati a gasolio, per il 35 % da impianti alimentati a gas naturale e per un 20% da impianti alimentati a fonti energetiche rinnovabili (quali biomassa), quindi si ipotizza una sostituzione media di circa l'80% del parco impianti da fonte fossile. Nel documento di PEAR il medesimo calcolo prevedeva percentuali diverse in quanto prendevano in considerazione un parco impianti costituito dal 60% da impianti a gasolio e da un 40% impianti a gas naturale.

L'ipotesi di **NUOVO SCENARIO** formulata, in attesa di un ulteriore approfondimento dei dati, tiene conto un incremento degli impianti a biomassa dal 2016 al 2020 pari a quello riportato nel PEAR ovvero un incremento totale dal 2015 al 2010 del 2% che corrisponde ad un incremento medio annuo del 0,3%.

BIOMASSE SOLIDE: INDICATORI DI RISULTATO													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PRODUZIONE TERMICA	SCENARIO DI PIANO	[Gwh]	281	284	286	287	289	290	291	292	293	294	295
	BER	[Gwh]	281	443	445	447	450	452					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[Gwh]	0	158	158	160	160	161					
	NUOVO SCENARIO	[Gwh]						452	454	456	458	460	462
PRODUZIONE BIOMASSA / CONSUMO FINALE LORDO (CFL)	SCENARIO DI PIANO	[GWhe]	4,46%	4,51%	4,53%	4,52%	4,54%	4,54%					
	BER	[GWhe]	5,35%	8,48%	8,92%	9,09%	9,39%	9,63%					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[GWhe]	0,89%	3,97%	4,39%	4,57%	4,86%	5,09%					
COMBUSTIBILE FOSSILE RISPARMIATO	SCENARIO DI PIANO	[Gwh]	53	53	54	54	55	55	55	55	56	56	56
	BER	[Gwh]	56	89	89	89	90	90					

TABELLA 19: MONITORAGGIO BIOMASSA – indicatori di risultato

Il consumo di biomassa, come riportato nei bilanci energetici regionali costituisce mediamente circa poco meno dell'9% dei consumi finali lordi . Tale valore costituisce circa il doppio rispetto a quanto riportato nel PEAR in quanto sono state effettuate dal 2011 delle assunzioni metodologiche differenti.

Si rappresenta graficamente quanto riportato nella tabella precedente con indicato anche l'andamento previsto nello scenario libero del PEAR. Nei BER, il passaggio di produzioni di biomassa dal 2010 al 2011 è quindi dovuto a una scelta metodologica e non a un reale incremento dei consumi come esplicitato nei paragrafi precedenti.

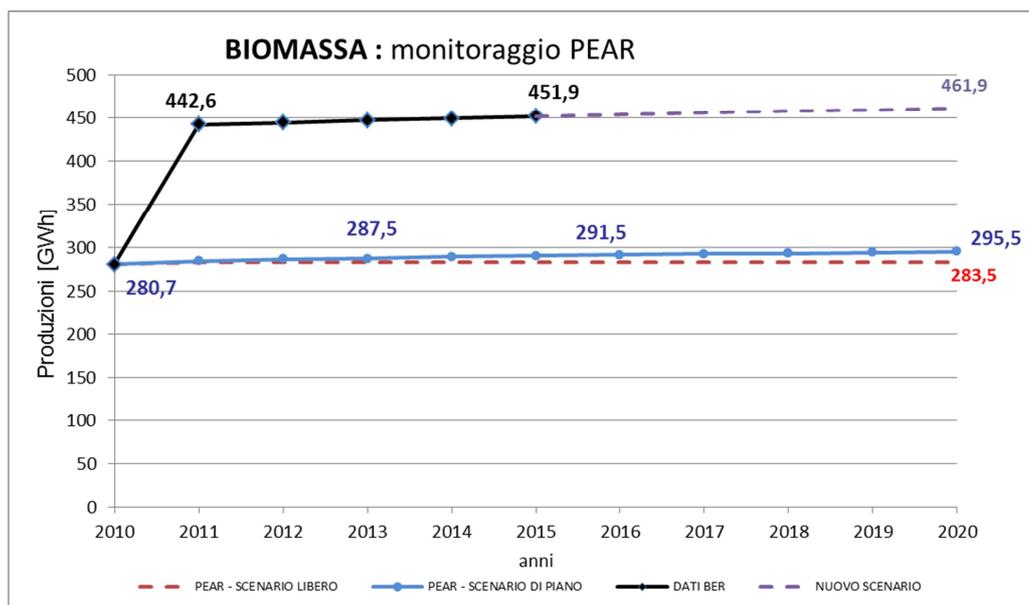


FIGURA 82: MONITORAGGIO BIOMASSA– confronto consumi di biomassa tra scenario libero, scenario di piano, quanto indicato nel bilancio energetico regionale e ipotesi di nuovo scenario.

Per quanto riguarda le mancate emissioni di CO₂, presenti negli **indicatori di ricaduta ambientale**, conseguentemente con l'andamento della produzione presente nei bilanci, risultano essere incrementate rispetto a quanto previsto nello scenario di PEAR. Per mancate emissioni si intendono le emissioni che avrei considerando il parco impianti rilevato nei BER costituito mediamente da circa il 35% da caldaie a gas naturale, per il 45% da caldaie a gasolio e per il 20% da caldaie a rinnovabili mentre nel PEAR il parco impianti era stato considerato convenzionalmente pari al 40% costituito da caldaie a gas e per il restante 60% da caldaie a gasolio, questo spiega anche la differenza tra le mancate emissioni dei BER rispetto a quanto riportato nel PEAR.

BIOMASSE SOLIDE: INDICATORI DI RICADUTA AMBIENTALE - CO ₂													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CO ₂ non emessa	SCENARIO DI PIANO	[t/anno]	50.191	50.982	51.578	51.876	52.472	52.770	54.388	54.686	54.984	55.282	56.900
	BER	[t/anno]	66.248	104.442	104.966	105.528	106.091	106.653					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[t/anno]	16.057	53.460	53.388	53.653	53.619	53.883					
	NUOVO SCENARIO	[t/anno]						106.653	107.125	107.597	108.069	108.541	109.013

TABELLA 20: MONITORAGGIO BIOMASSA – indicatori di ricaduta ambientale CO₂

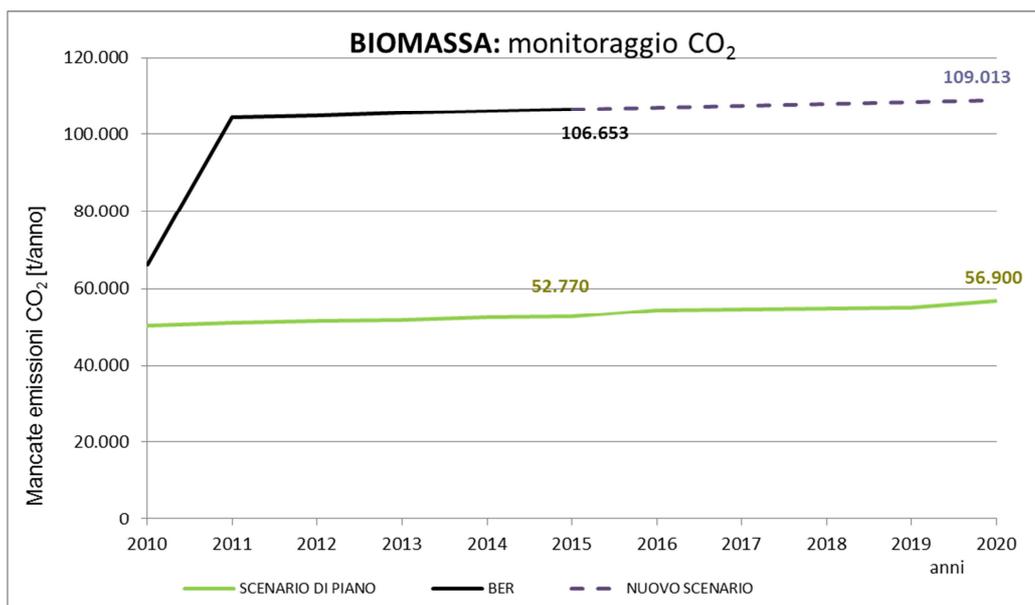


FIGURA 83: MONITORAGGIO BIOMASSE– confronto andamento delle mancate emissioni di CO₂ dello scenario di piano con le emissioni desunte dai dati dei bilanci.

Si riporta a seguire il confronto tra quanto previsto nella **metodologia di Burden Sharing** per la produzione di energia da biomassa nel settore residenziale e non residenziale presso le utenze e quanto riportato nei bilanci energetici.

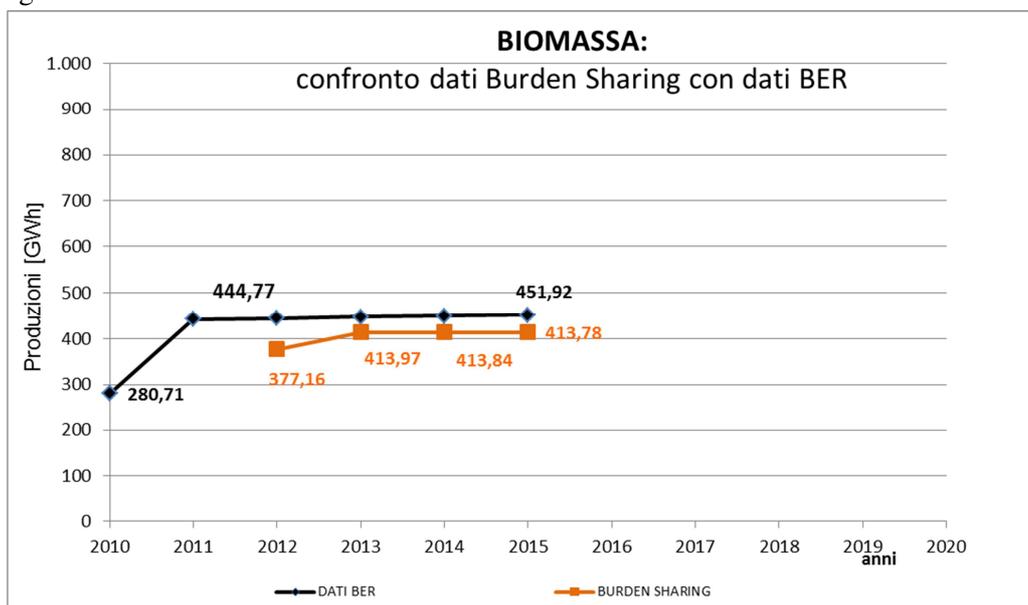


FIGURA 84: MONITORAGGIO BIOMASSA – confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto presente nei bilanci energetici.

5.1.6 BIOGAS

Gli impianti a biogas non sono direttamente esplicitati nel documento di monitoraggio in quanto intesi come rientranti sotto la voce generica “biomasse” . Si ritiene utile nella fase di monitoraggio esplicitare e distinguere gli indicatori di risultato, di realizzazione e di ricaduta ambientale (emissioni di CO₂), relativi

agli impianti a biogas presenti sul territorio regionale in quanto nel PEAR vi è un capitolo specifico dedicato (capitolo 5.1.6).

Come già esplicitato nella scheda 04_BIOGAS (Allegato 1 Relazione di Bilancio Energetico Regionale – Appendice 3) sul territorio regionale sono stati rilevati tre impianti a biogas che producono sia energia termica che elettrica. L'energia termica viene prevalentemente consumata dagli impianti medesimi solo l'impianto presente al centro di trattamento rifiuti solidi urbani provvede a cedere parte del calore prodotto all'impianto di teleriscaldamento di Pollein. L'energia elettrica viene in parte autoconsumata ma per la quota maggiore immessa in rete.

Gli **indicatori di realizzazione** presi in considerazione per il biogas sono: *numero di impianti e potenza termica e elettrica installate.*

Come riportato nella tabella a seguire non vi sono differenze tra potenze termiche e elettriche tra quanto rilevato per i BER e quanto riportato nel PEAR in quanto al momento della stesura del PEAR molti dati degli impianti non erano a disposizione e quindi sono stati stimati.

BIOGAS: INDICATORI DI REALIZZAZIONE													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
NUMERO di impianti	SCENARIO DI PIANO	[n.]	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	BER	[n.]	3	3	3	3	3	3					
POTENZA ELETTRICA	SCENARIO DI PIANO	[MWe]	0,85	0,95	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
	BER	[MWe]	0,85	0,95	1,12	1,12	1,12						
POTENZA TERMICA	SCENARIO DI PIANO	[MWt]	1,95	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11
	BER	[MWt]	1,95	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11					

Tabella 21: MONITORAGGIO BIOGAS – indicatori di realizzazione

Dal 2012 non sono state rilevate né variazioni del numero di impianti né variazioni delle potenze elettriche e termiche installate.

Gli **indicatori di risultato** presi in considerazione sono la *produzione di energia termica e elettrica e il combustibile fossile risparmiato.*

Per gli anni 2010, 2011 e 2012 i dati di produzione presentano delle differenze tra i dati dello scenario di Piano e BER in quanto nella presente raccolta dati sono state richieste maggiori informazioni ai gestori degli impianti in particolare per quanto riguarda i mc di biogas prodotto, la produzione di energia termica e elettrica.

Si evidenzia poi che nel 2012 e nel 2013 ci sono stati dei fermi impianto in particolare due gestori hanno modificato le potenze dei cogeneratori.

L'ipotesi di **NUOVO SCENARIO** formulata ricalca quanto riportato nel PEAR ovvero sia i valori della produzione di energia termica che elettrica vengono mantenuti costanti in quanto non è prevista l'entrata in funzione di nuovi impianti a biogas .

BIOGAS: INDICATORI DI RISULTATO													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PRODUZIONE ELETTRICA	SCENARIO DI PIANO	[Gwhe]	5,52	6,14	6,14	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94
	BER	[Gwhe]	5,85	6,46	5,28	8,08	8,31	8,54					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[Gwhe]	0,33	0,32	-0,86	1,14	1,38	1,61					
	NUOVO SCENARIO							8,54	8,54	8,54	8,54	8,54	8,54
PRODUZIONE TERMICA	SCENARIO DI PIANO	[Gwh]	1,55	1,73	1,73	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95
	BER	[Gwh]	3,69	3,79	4,18	3,60	5,06	5,52					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[Gwh]	2,13	2,06	2,46	1,64	3,11	3,56					
	NUOVO SCENARIO							5,52	5,52	5,52	5,52	5,52	5,52
RISPARMIO DI COMBUSTIBILE RISPETTO ALLA GENERAZIONE SEPARATA	SCENARIO DI PIANO	[MWh/anno]	389	432	432	488	488	488	488	488	488	488	488
	BER	[MWh/anno]	604	634	669	459	750	820					

TABELLA 22: MONITORAGGIO BIOGAS – indicatori di risultato

Si riporta a seguire il confronto dell'andamento della produzione totale elettrica tra BER, scenario di Piano e scenario libero. Si specifica che in parte la produzione elettrica viene autoconsumata e per la maggiore parte immessa in rete.

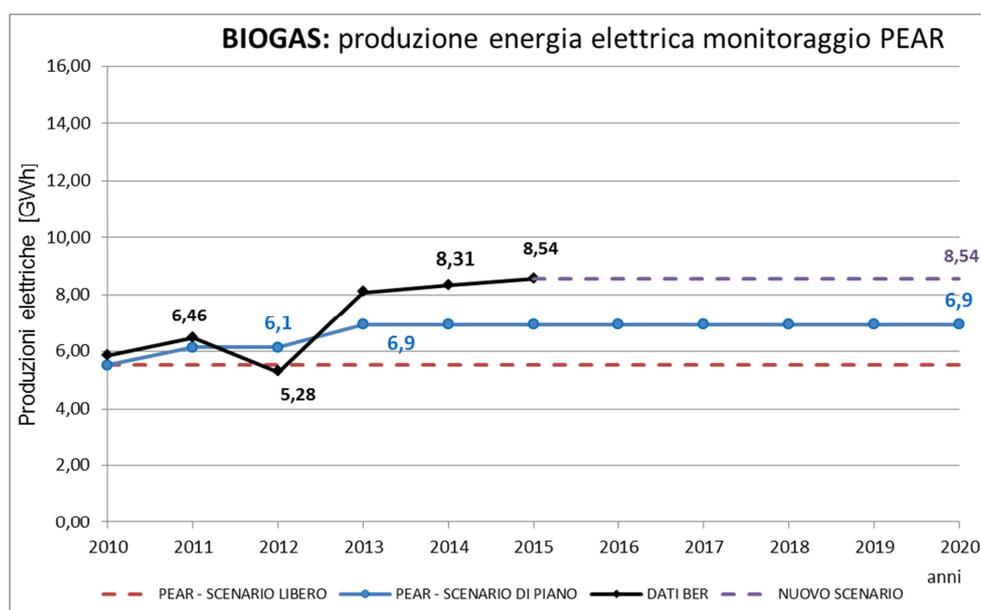


FIGURA 85: MONITORAGGIO BIOGAS – confronto energia elettrica tra scenario libero, scenario di piano, quanto indicato nel bilancio energetico regionale e il nuovo scenario proposto

Nel grafico a seguire si riporta l'andamento dell'energia termica prodotta contabilizzata come somma del calore prodotto e immesso in rete inteso come l'energia ceduta al teleriscaldamento di Pollein e dei consumi diretti di biogas ovvero dei quantitativi autoconsumati e non immessi in rete. Come prevede la metodologia di Burden Sharing, per la contabilizzazione dei consumi diretti deve infatti essere utilizzato il contenuto energetico della fonte utilizzata mentre per le attività di trasformazione devono essere misurate le fonti

energetiche secondarie da queste prodotte. Nel documento di PEAR tutta l'energia termica era stata contabilizzata come calore prodotto. Si specifica inoltre che non viene contabilizzato una parte del calore prodotto da cogenerazione e non utilizzato né come uso diretto, né immesso in rete e che nei bilanci è stato convenzionalmente inserito sotto la voce "perdite di trasformazione".

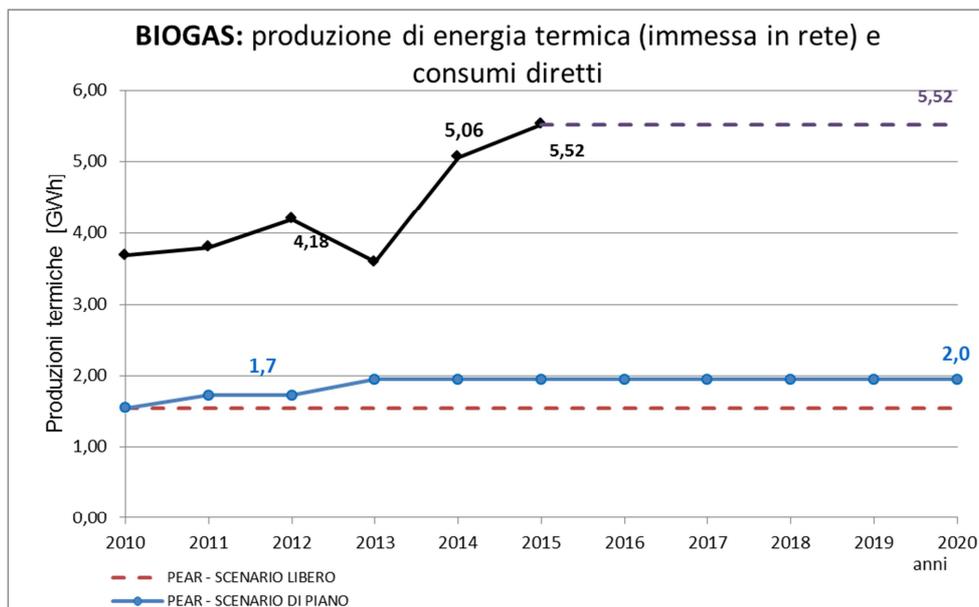


FIGURA 86: MONITORAGGIO BIOGAS – confronto energia termica tra scenario libero, scenario di piano, quanto indicato nel bilancio energetico regionale e nuovo scenario

Si riporta a seguire il confronto tra quanto previsto nella metodologia di Burden Sharing (Scheda C) per la produzione di energia elettrica da biogas e quanto presente nei bilanci energetici.

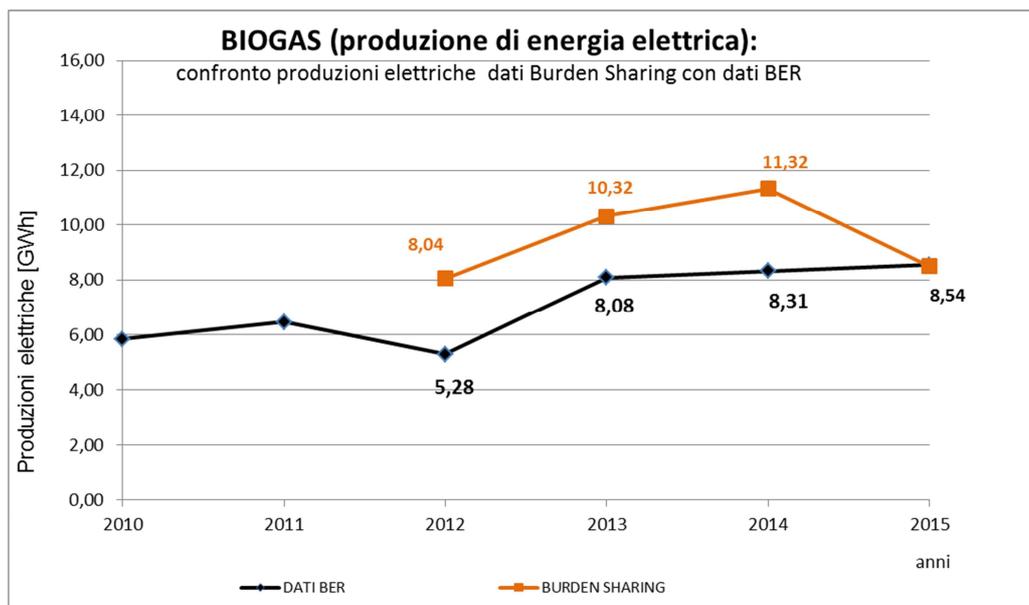


FIGURA 87: MONITORAGGIO BIOGAS – confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto presente nei bilanci energetici.

Per quanto riguarda le mancate emissioni di CO₂, presenti negli **indicatori di ricaduta ambientale**, queste vengono calcolate come differenza tra la CO₂ risparmiata per utilizzo di impianti alimentati a biogas rispetto alla generazione separata (energia termica prodotta e ceduta al teleriscaldamento di Pollein e quantitativi di biogas per uso di retto), le mancate emissioni per la produzione di energia elettrica dagli impianti di cogenerazione e le emissioni di CO₂ per consumo di biogas. Si specifica che nelle emissioni per consumo di biogas non sono stati considerati i quantitativi di biogas prodotti e non utilizzati né come consumo diretto né come energia destinata al teleriscaldamento.

Si specifica che il fattore di emissione attribuito al consumo di biogas è differente rispetto a quanto riportato nel PEAR e è stato considerato pari a 55,83 kgCO₂/GJ a seguito anche di approfondimenti effettuati con gli uffici dell'Arpa.

Nel calcolo delle mancate emissioni, nei BER è stato inoltre ipotizzato un parco impianti costituito mediamente da circa il 35% da caldaie a gas naturale, per il 45% da caldaie a gasolio e per il 20% da caldaie a rinnovabili mentre nel PEAR il parco impianti era stato considerato convenzionalmente pari al 40% costituito da caldaie a gas e per il restante 60% da caldaie a gasolio, questo, oltre all'assunzione di un differente fattore di emissione determinano delle differenze tra quanto riportato nel PEAR e quanto presente nei BER..

BIOGAS: INDICATORI DI RICADUTA AMBIENTALE - CO ₂													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CO ₂ non emessa	SCENARIO DI PIANO	[t/anno]	878	977	977	1.104	1.104	1.104	1.104	1.104	1.104	1.104	1.104
	BER	[t/anno]	3.591	3.970	3.264	4.723	4.998	5.146	0	0	0	0	0
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[t/anno]	2712	2993	2287	3620	3894	4043					
	NUOVO SCENARIO	[t/anno]							5.146	5.146	5.146	5.146	5.146

TABELLA 23: MONITORAGGIO BIOGAS – indicatori di ricaduta ambientale CO₂

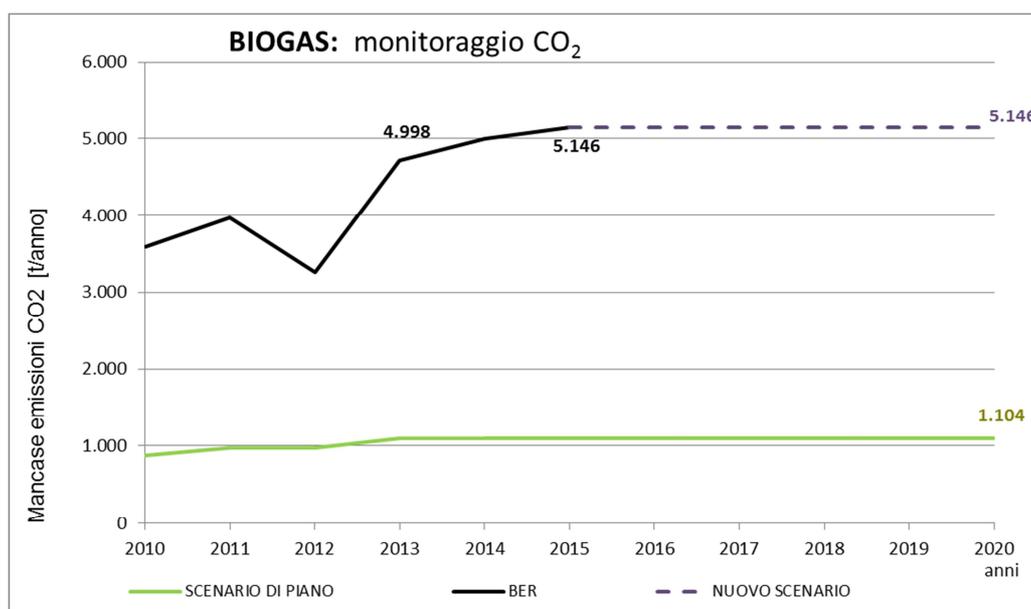


FIGURA 88: MONITORAGGIO BIOGAS – confronto andamento delle mancate emissioni di CO₂ dello scenario di piano con le EMISSIONI desunte dai dati dei bilanci.

5.2 EFFICIENZA ENERGETICA

Le “azioni” descritte in questo capitolo comprendono interventi volti alla riduzione del fabbisogno energetico, sia come energia elettrica che come fabbisogno termico, in particolare del settore civile.

5.2.1 FABBISOGNO ENERGETICO DEL SETTORE RESIDENZIALE

Dalla banca dati degli attestati di prestazione energetica (APE) emerge che gli edifici residenziali costruiti dopo il 2005 presentano classi mediamente elevate rispetto agli standard precedenti con valori di fabbisogno energetico che si attestano intorno a 100 kWh/mq/anno.

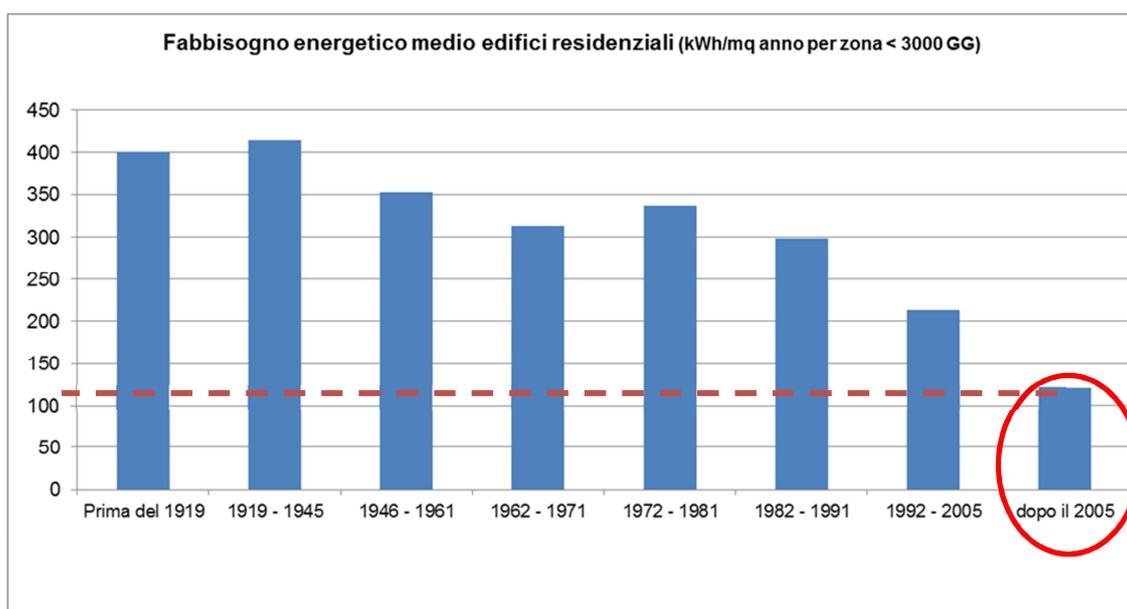


FIGURA 89: FABBISOGNO ENERGETICO SETTORE RESIDENZIALE: fabbisogno energetico dell’involucro edilizio degli edifici residenziali in località con meno di 3000 GG– APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)

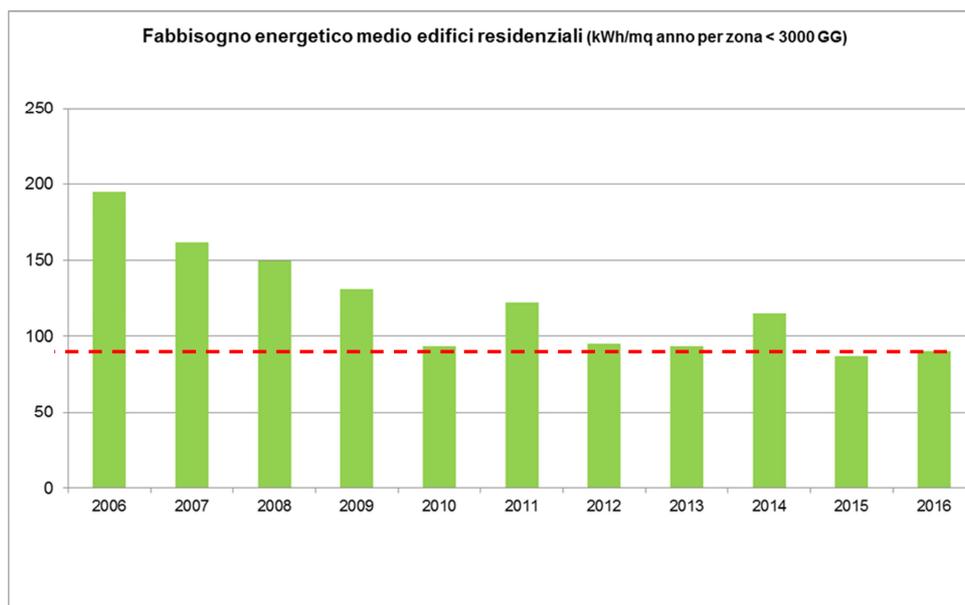


FIGURA 90: FABBISOGNO ENERGETICO SETTORE RESIDENZIALE: fabbisogno energetico dell'involucro edilizio degli edifici residenziali in località con meno di 3000 GG dettaglio 2006-2016 – APE al 30 giugno 2016 (fonte: rielaborazioni da dati Catasto Energetico Regionale Beauclimat)

5.2.2 TELERISCALDAMENTO

Nel presente paragrafo vengono analizzati gli impianti di teleriscaldamento presenti sul territorio regionale alimentati sia da fonti energetiche rinnovabili che non rinnovabili. Si specifica che, in accordo con quanto prevede la metodologia di Burden Sharing, l'energia termica prodotta da impianti di teleriscaldamento venduta a terzi viene conteggiata come calore prodotto e non viene conteggiato il contenuto energetico delle fonti consumate. Nel documento di PEAR le produzioni sia termiche che elettriche dagli impianti di teleriscaldamento sono esplicitate in capitoli diversi quali capitolo 5.1.5 "Biomassa" nel quale sono presenti i dati degli impianti di teleriscaldamento esistenti al 2011, di quelli entrati in funzione al 2011 (impianti La Thuile) e delle ipotesi di nuove mini-reti di teleriscaldamento, nel capitolo 5.3.2 "Teleriscaldamento Aosta" vengono trattati tutti i dati del nuovo teleriscaldamento di Aosta e infine nel capitolo 5.3.3 "Impianto di teleriscaldamento di Breuil Cervinia" vengono trattati i dati del nuovo teleriscaldamento di Cervinia nel comune di Valtournenche. Nelle tabelle a seguire sono stati raccolti e riepilogati tutti i dati dello scenario di piano, scenario libero e quanto rilevato nei BER per tutti gli impianti di teleriscaldamento presenti sul territorio regionale.

Secondo quanto previsto nel documento di monitoraggio gli **indicatori di realizzazione** sono: *numero di impianti, utenze servite per impianto, potenza degli impianti e numero di utenze termiche sostituite*. Per quanto riguarda il *numero di utenze servite per impianto* i dati a disposizione e inviati dai gestori degli impianti ai nostri uffici, riguardano il numero di sottostazioni installate presso gli utenti ovvero il numero di edifici allacciati, si fa presente che per un edificio potrebbero corrispondere diverse unità immobiliari. Si specifica che gli impianti di teleriscaldamento presenti sul territorio regionale presentano variazioni rilevanti di numero di allacci al 2010 e 2011 con l'entrata in funzione degli impianti di teleriscaldamento a La Thuile, e nel 2014 ove è entrato in funzione il teleriscaldamento di Aosta. Il *numero di utenze termiche sostituite* viene calcolato come differenza tra un anno e quello precedente del numero di utenze servite ovvero del

numero di sottostazioni installate. Le potenze termiche sono state calcolate come somma delle potenze delle caldaie comprensive di quelle di integrazione/sostituzione e delle potenze termiche degli impianti cogenerativi.

Per potenze elettriche si intende la potenza elettrica degli impianti cogenerativi. Le differenze di potenze termiche tra quanto presente nel PEAR e quanto rilevato sono dovute principalmente in particolare nel 2010-2011 agli impianti di integrazione/soccorso e all'impianto di teleriscaldamento di Pila rilevato dai BER e non presente nel documento di PEAR.

IMPIANTI DI TELERISCALDAMENTO: INDICATORI DI REALIZZAZIONE													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
NUMERO di impianti	SCENARIO DI PIANO	[n.]	5	6	6	6	6	7	8	8	8	8	8
	BER	[n.]	5	6	6	6	6	7					
TOTALE NUMERO UTENZE SERVITE	SCENARIO DI PIANO	[n.]	331	364	388	394	469	566	566	566	566	566	566
	BER	[n.]	346	379	403	409	484	581					
TOTALE UTENZE TERMICHE SOSTITUITE ANNUALMENTE	SCENARIO DI PIANO	[n.]	0	33	24	6	75	97	0	0	0	0	0
	BER	[n.]	15	33	24	6	75	97					
TOTALE POTENZA TERMICA	SCENARIO DI PIANO	[MW]	18	30	30	30	84	84	86	86	129	129	131
	BER	[MW]	56	58	58	57	111	111					
TOTALE POTENZA ELETTRICA	SCENARIO DI PIANO	[MW]	0,7	0,7	0,7	0,7	8,0	8,0	8,4	8,4	10,1	10,1	10,5
	BER	[MW]	1,9	2,5	2,5	0,7	8,0	8,0					

TABELLA 24: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO– indicatori di realizzazione

Gli indicatori di risultato per la biomassa riguardano la produzione di energia termica annua, la produzione di energia elettrica annua e il combustibile fossile risparmiato per sostituzione di caldaie in generazione separata con il teleriscaldamento.

Nei bilanci energetici vengono rilevati e aggiornati tutti i dati degli impianti di teleriscaldamento presenti sul territorio regionale e vengono riportate nel dettaglio le produzioni termiche anche delle caldaie di soccorso/integrazione. Dal 2010 al 2015 ho un incremento totale di produzione di energia termica dagli impianti di teleriscaldamento del 92% e di produzione di energia elettrica del 32% vista l'entrata in funzione nel 2011 di un impianto a la Thuile e nel 2015 del teleriscaldamento di Aosta.

Nel documento di PEAR alcuni dati di produzione degli impianti sono stati ricavati a partire dalla potenza ipotizzando un numero di ore di funzionamento e non erano presenti le informazioni in merito all'impianto localizzato a Pila.

Per quanto riguarda il combustibile fossile risparmiato per sostituzione di caldaie in generazione separata questo viene calcolato come differenza tra il calore prodotto a bocca di centrale e l'energia termica che sarebbe stata utilizzata con una generazione separata (calcolata convenzionalmente in assenza di dati specifici come energia termica delle centrali di teleriscaldamento fatturata, diviso per un rendimento medio delle caldaie pari a 0,8) quindi, in coerenza con quanto riportato per i vettori precedenti, se il valore è positivo si ha un risparmio, se il valore è negativo si ha un consumo. Si specifica che gli impianti di teleriscaldamento presenti sul territorio regionale presentano tutti un'alimentazione da fonte fossile necessaria per il funzionamento delle caldaie di soccorso e/o integrazione questo comporta che, in particolare per gli impianti più datati, non si stimano rilevanti apporti di riduzione dei consumi. In generale per tutti gli impianti di teleriscaldamento gli effetti positivi si stimano nella diminuzione delle emissioni in particolare

della CO₂ dovuta all'aumento della quota da fonti energetiche rinnovabili (per gli impianti alimentati a biomassa) e nel caso di cogenerazione nella produzione di energia elettrica.

Per definire la quota di solo fossile risparmiato per i dati rilevati nei BER è stato considerato un parco impianti costituito mediamente da circa il 35% da caldaie a gas naturale, per il 45% da caldaie a gasolio e per il 20% da caldaie a rinnovabili mentre nel PEAR il parco impianti era stato considerato convenzionalmente pari al 40% costituito da caldaie a gas e per il restante 60% da caldaie a gasolio.

Per il teleriscaldamento di Aosta vista la disponibilità di dati di maggiore dettaglio è stato possibile calcolare il risparmio di combustibile a partire dal numero e tipologia di caldaie a gasolio, olio combustibile e gas naturale effettivamente sostituite. La differenza di dati tra quanto riportato nel PEAR e rilevato nel BER è dovuta anche al fatto che nel PEAR i dati relativi alla produzione da bocca di centrale e quindi anche il combustibile risparmiato sono stati stimati, rispetto poi a quanto riportato nel PEAR, maggiori risparmi si avranno a partire dal 2017 con l'entrata in funzione della pompa di calore del teleriscaldamento di Aosta 2017.

L'ipotesi di produzione di energia termica e elettrica formulata nel **NUOVO SCENARIO** tiene conto, per gli impianti realizzati al 2014, di un incremento di produzione dal 2016 al 2020 pressoché costante e per gli impianti di Aosta e Breuil Cervinia di analisi specifiche condotte presso i gestori delle suddette reti. In particolare per l'impianto di Aosta l'entrata in funzione viene anticipata nella stagione 2017/2018 rispetto a quanto indicato nel PEAR che prevedeva l'entrata in funzione nella stagione 2018/2019. Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, nel nuovo scenario vengono riportati valori particolarmente diversi rispetto a quanto ipotizzato nel PEAR in quanto la produzione elettrica dell'impianto di teleriscaldamento di Aosta verrà per più dell'80% autoconsumata (i cogeneratori alimentano la pompa di calore) e meno del 20% immesso in rete.

IMPIANTI DI TELERISCALDAMENTO: INDICATORI DI RISULTATO													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA ANNUA	SCENARIO DI PIANO	[Gwh]	33,25	50,44	50,44	50,44	81,78	110,27	123,77	135,17	232,10	232,10	236,10
	BER	[Gwh]	51,57	65,52	71,06	75,13	68,79	99,18					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[Gwh]	18,32	15,08	20,62	24,69	-12,99	-11,10					
	NUOVO SCENARIO							99,18	119,34	214,76	219,89	229,55	235,22
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA ANNUA	SCENARIO DI PIANO	[Gwh]	0,00	2,25	2,25	2,25	29,44	32,21	33,21	33,65	42,08	42,08	43,08
	BER	[Gwh]	4,57	6,36	4,59	2,25	2,97	6,05					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[Gwh]	4,57	4,11	2,34	0,00	-26,47	-26,16					
	NUOVO SCENARIO	[Gwh]						6,05	13,59	13,79	14,44	14,92	15,17
COMBUSTIBILE RISPARMIATO	SCENARIO DI PIANO	[Gwh]	-2,31	-3,63	-3,63	-3,63	-1,13	1,87	2,63	3,49	5,22	5,22	5,22
	BER	[Gwh]	-1,12	-4,88	-2,22	-3,29	-2,90	1,22					

TABELLA 25: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO – indicatori di risultato

Si rappresenta graficamente quanto riportato nella tabella precedente con indicato anche l'andamento previsto nello scenario libero del PEAR:

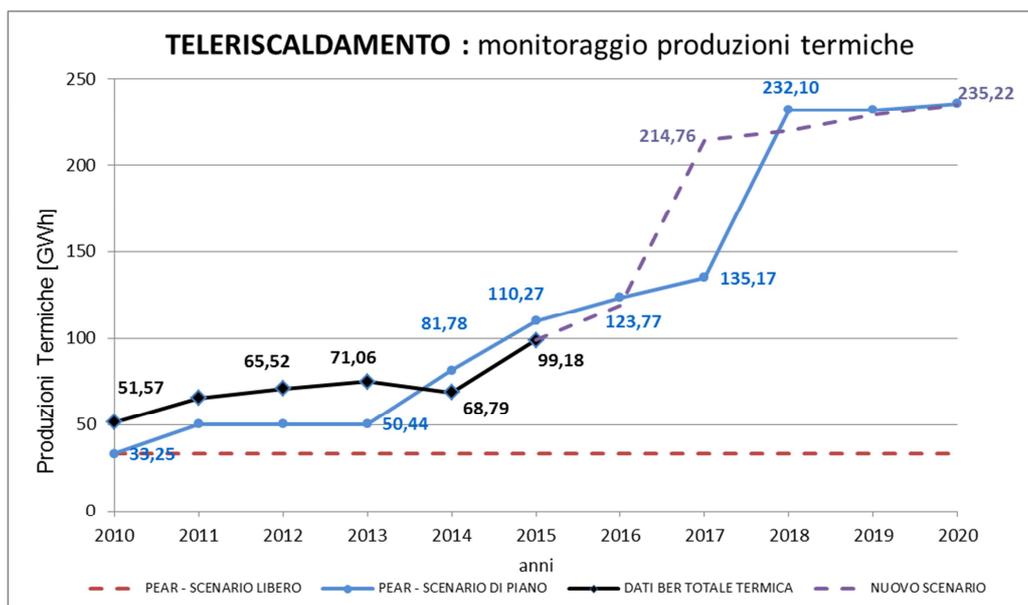


FIGURA 91: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO– confronto produzione di energia termiche tra scenario libero, scenario di piano, quanto indicato nel bilancio energetico regionale e ipotesi di nuovo scenario.

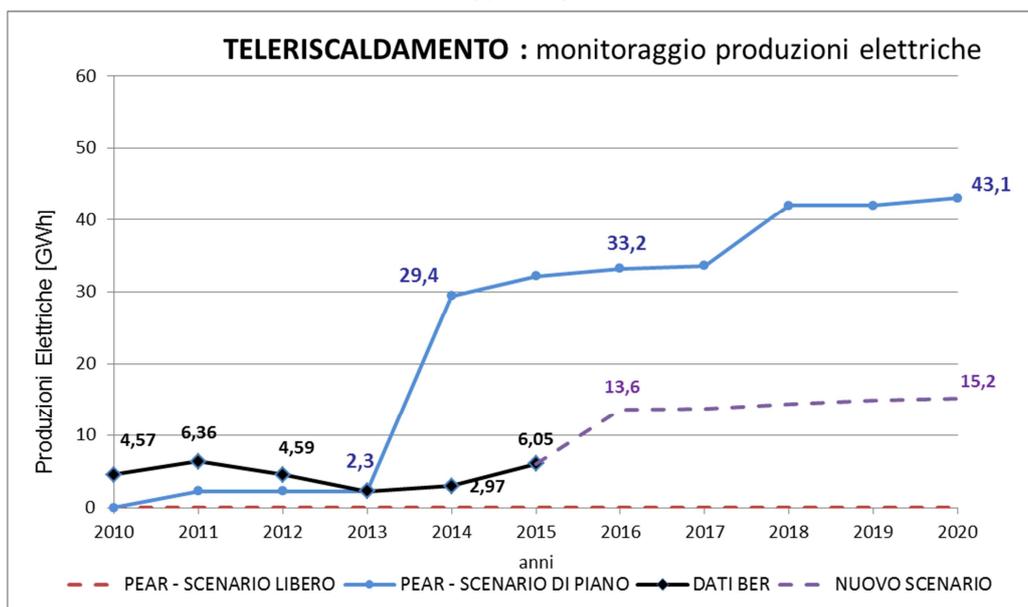


FIGURA 92: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO– confronto produzione di energia elettrica tra scenario libero, scenario di piano, quanto indicato nel bilancio energetico regionale e ipotesi di nuovo scenario.

Gli **indicatori di ricaduta ambientale** comprendono le *mancate emissioni di CO₂*, e per gli impianti alimentati a biomassa, *l'origine della biomassa* (locale, extraregionale, nazionale e estera) espressa in percentuale e i *quantitativi annui di combustibile utilizzato*. Si riportano questi indicatori in tre tabelle e grafici separati.

Le **mancate emissioni di CO₂** costituiscono il saldo della CO₂ ovvero la differenza tra la CO₂ risparmiata per utilizzo di impianti di teleriscaldamento rispetto alla generazione separata e per la produzione di energia

elettrica (che altrimenti sarebbe stata prodotta da centrali termoelettriche tradizionali) e le emissioni di CO₂ per consumo di gas naturale/gasolio.

Per gli impianti alimentati a biomassa la CO₂ non emessa è calcolata unicamente come la CO₂ risparmiata per utilizzo di impianti di teleriscaldamento rispetto alla generazione separata e per la produzione di energia elettrica in quanto il consumo di biomassa viene convenzionalmente considerato con emissione di CO₂ pari a zero.

Le mancate emissioni calcolate nei bilanci partono dal considerare la sostituzione di un parco impianti esistente costituito da un mix costituito dal 45% alimentati a gasolio, 35% gas naturale e 20% a fonti rinnovabili per gli impianti di teleriscaldamento localizzati nei comuni di Aosta e Pollein e per gli altri impianti si ipotizza un parco costituito da circa il 60% da impianti alimentati da fonte fossili e 40% alimentati da fonti energetiche rinnovabili.

Nel documento di PEAR, in assenza di dati di maggiore dettaglio era stato ipotizzato un parco impianti pari al 60% a gasolio e 40% a gas naturale. Questo approccio genera degli andamenti di mancate emissioni dei BER e del PEAR non omogenei.

Per quanto riguarda il **NUOVO SCENARIO** di emissioni questo segue l'andamento del nuovo scenario di produzioni termiche e elettriche tenendo conto di quanto riportato nel punto precedente in merito al parco impianti.

IMPIANTI DI TELERISCALDAMENTO: INDICATORI DI RICADUTA AMBIENTALE - CO ₂													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CO ₂ non emessa	SCENARIO DI PIANO	[t/anno]	7.969	14.907	14.907	14.907	26.631	31.100	34.251	35.587	51.502	51.502	53.576
	BER	[t/anno]	11.911	14.274	15.641	14.982	13.865	18.854					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[t/anno]	3.942	-633	734	75	-12.767	-12.246					
	NUOVO SCENARIO	[t/anno]							18.854	19.757	41.769	42.351	44.397

TABELLA 26: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO– indicatori di ricaduta ambientale - mancate emissioni di CO₂.

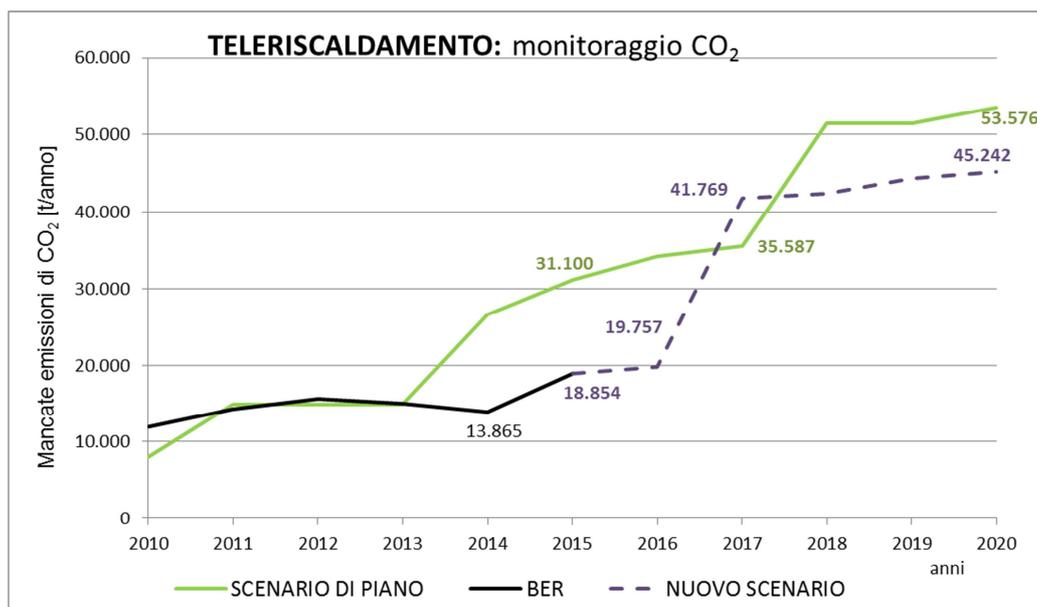


FIGURA 93: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO– confronto andamento delle mancate emissioni di CO₂ dello scenario di piano con le emissioni desunte dai dati dei bilanci e del nuovo scenario

Si riporta a seguire l'indicatore relativo all'**origine della biomassa** utilizzata dagli impianti di teleriscaldamento con riportate le informazioni rilevate nei bilanci energetici, non vengono riportati i dati del PEAR in quanto al momento della stesura di tale documento non erano stati analizzati tali aspetti.

IMPIANTI DI TELERISCALDAMENTO: INDICATORI DI RICADUTA AMBIENTALE - ORIGINE DELLA BIOMASSA														
			[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ORIGINE DELLA BIOMASSA (pellet e cippato)	BER	REGIONALE (locale)	[%]	3%	10%	10%	13%	26%	64%					
		EXTRAREGIONALE (nazionale)	[%]	97%	90%	89%	69%	45%	27%					
		EXTRAREGIONALE (estero)	[%]	0%	0%	1%	18%	30%	8%					

TABELLA 27: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO– indicatori di ricaduta ambientale - origine della biomassa rilevate nei bilanci energetici regionali.

Si riepiloga nel grafico a seguire l'origine della biomassa utilizzata negli impianti di teleriscaldamento è di provenienza regionale, nazionale e estera; mediamente tra il 2010 e 2015 poco meno del 70% della biomassa proviene dal territorio nazionale in particolare dal Piemonte, l'10% ha origine estera (Francia, Svizzera ecc..) e il 21% ha origine locale.

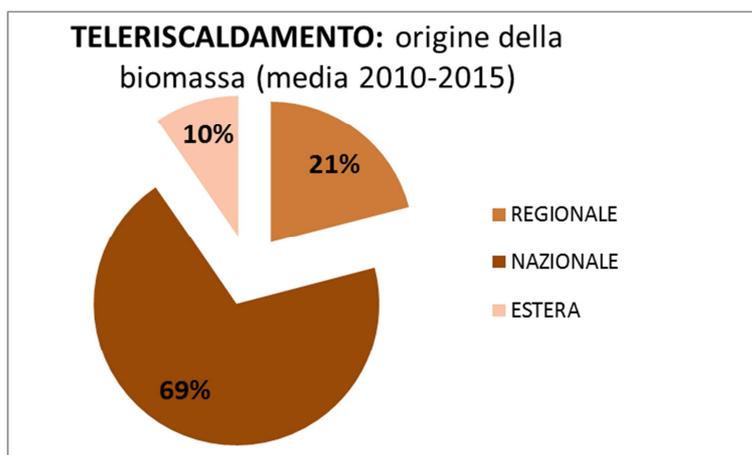


FIGURA 94: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO– indicatori di ricaduta ambientale - suddivisione percentuale di origine della biomassa rilevate nei bilanci energetici regionali

Per l'indicatore **quantitativi annui di combustibile utilizzato** si intende i quantitativi di combustibile utilizzati per la generazione di calore e/o energia elettrica. Questo indicatore è stato dettagliato solo per i dati raccolti negli ambiti dei BER in quanto nel documento di PEAR non erano stati esplicitati per tutti gli impianti i quantitativi di combustibili utilizzati in quanto per il teleriscaldamento il valore analizzato è solo il calore prodotto e non il contenuto energetico delle fonti .

IMPIANTI DI TELERISCALDAMENTO: INDICATORI DI RICADUTA AMBIENTALE - COMBUSTIBILE UTILIZZATO													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
QUANTITATIVI ANNUI DI COMBUSTIBILE UTILIZZATO	BER	TOTALE DA FER	[Gwh _{comb}]	50	73	86	80	72	66				
		- DI CUI CIPPATO	[Gwh _{comb}]	50	73	85	77	69	64				
		- DI CUI PELLETT	[Gwh _{comb}]	0	0	2	2	2	3				
		TOTALE DA NO FER	[Gwh _{comb}]	24	21	18	14	15	43				
		- DI CUI GASOLIO	[Gwh _{comb}]	14	10	7	2	1	1				
		- DI CUI GAS NATURALE	[Gwh _{comb}]	0	0	0	0	3	32				
		DI CUI OLIO COMBUSTIBILE	[Gwh _{comb}]	10	11	11	10	11	11				
		- DI CUI BIOLICUIDI (non sostenibili)	[Gwh _{comb}]	0	0	0	2	1	0				
		ENERGIA ELETTRICA (pompa di calore Teleriscaldamento Aosta)	[Gwh]	0	0	0	0	0	0				

TABELLA 28: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO– indicatori di ricaduta ambientale - quantitativi di combustibile utilizzato rilevato nei bilanci energetici regionali.

Dal 2010 al 2014 mediamente circa il 79% del combustibile utilizzato è costituito da biomassa di cui il 98% è cippato e un 2% pellet, il 21% da fonti fossili, a partire dal 2015 con l'entrata in funzione del teleriscaldamento di Aosta tali percentuali variano in quanto il 60% del combustibile è costituito da fonti energetiche rinnovabili e il 40% da fonti fossili.

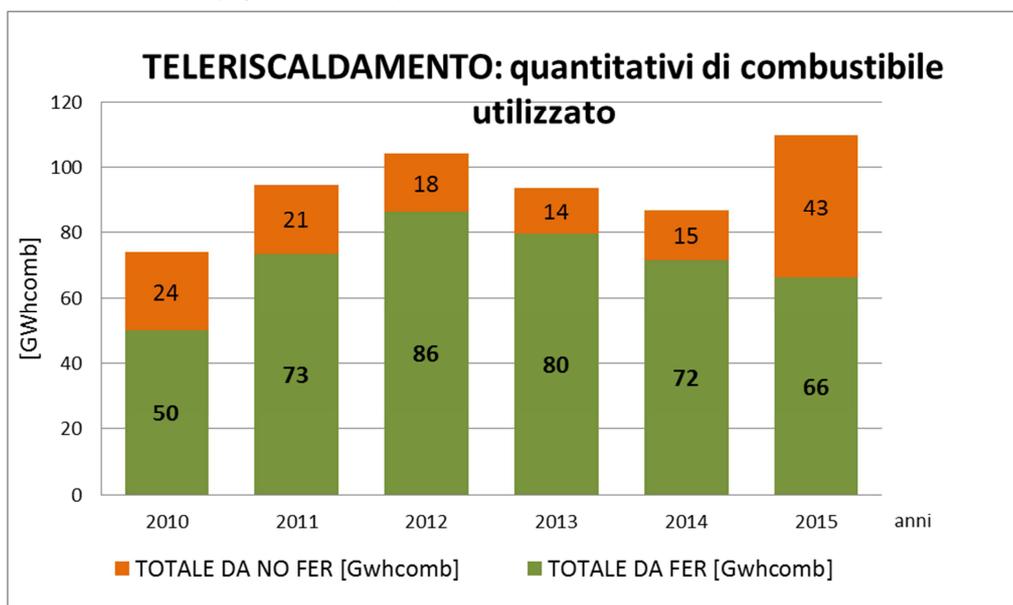


FIGURA 95: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO– indicatori di ricaduta ambientale - quantitativi di combustibile utilizzato da fonte energetica rinnovabile e da non rinnovabile rilevato nei bilanci energetici regionali

Nella **metodologia di Burden Sharing** gli impianti di teleriscaldamento hanno un impatto sia sul numeratore come calore derivato da fonti rinnovabili che sul denominatore come consumo finale lordo di calore derivato, per entrambi i valori viene effettuato un confronto con quanto rilevato nei bilanci energetici regionali. Nel grafico a seguire si riporta il consumo finale di calore da fonte energetica rinnovabile relativo alla scheda metodologica B del Burden Sharing. Nell'anno 2015 è stato trasmesso dal GSE un dato

superiore rispetto a quanto rilevato a livello regionale per il quale sono stati richiesti al GSE degli approfondimenti.

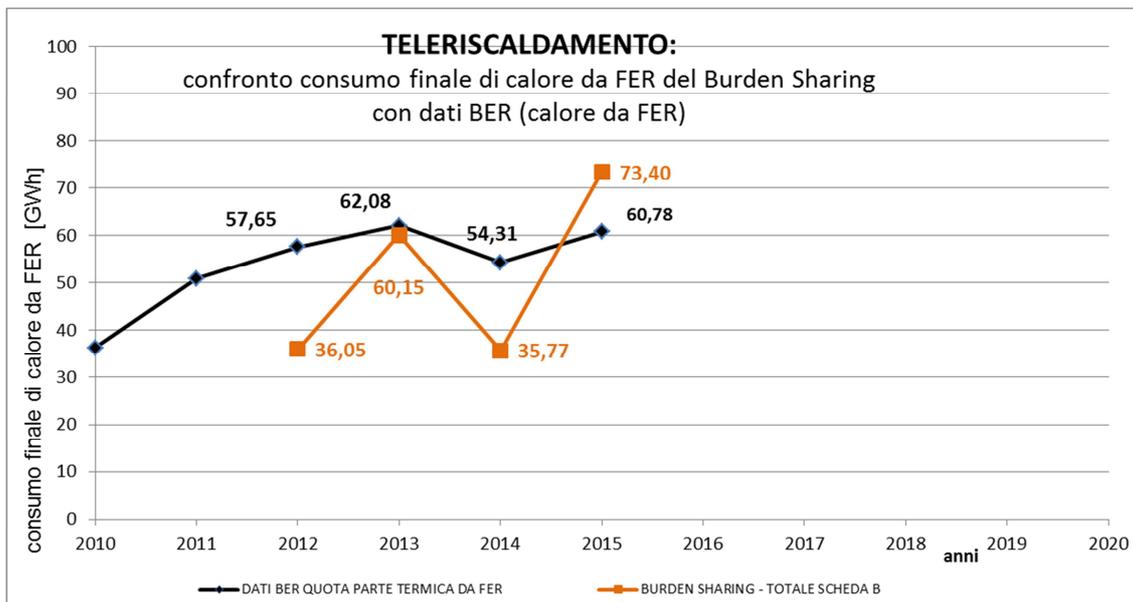


FIGURA 96: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO – confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing per il calore derivato da fonti energetiche rinnovabili e quanto presente nei bilanci energetici.

In merito invece al consumo finale lordo di calore derivato sono presenti delle differenze piuttosto elevate tra quanto fornito da GSE/Enea e quanto rilevato, sono in corso delle verifiche di metodologia con il GSE. Da un primo contatto è emerso che né il GSE né TERNA rilevano impianti che generano solo calore alimentati a fonti fossili (gas naturale, gasolio, ecc...).

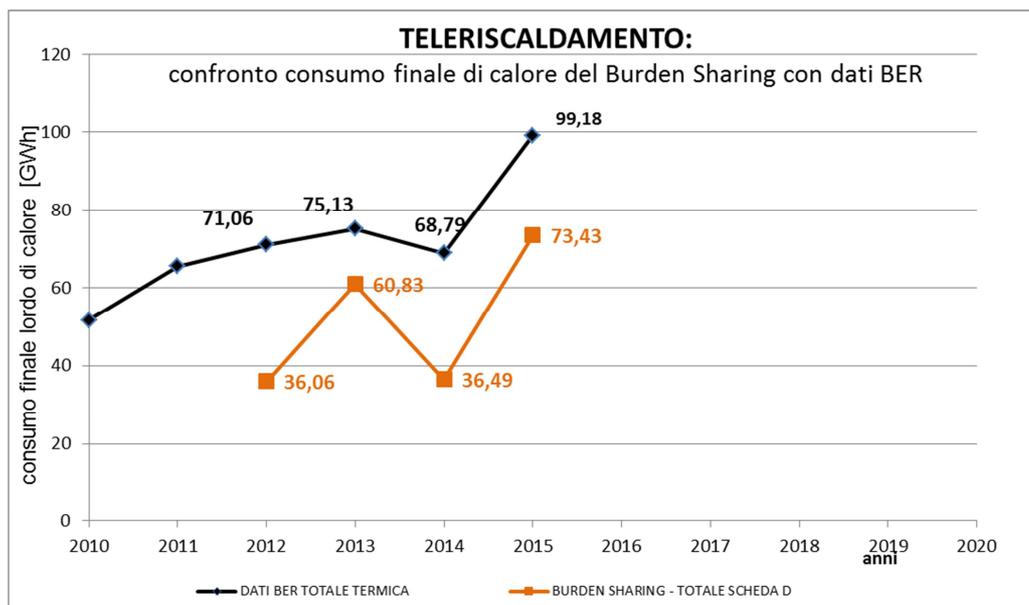


FIGURA 97: MONITORAGGIO TELERISCALDAMENTO – confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing per i consumi finali lordi di calore derivato e quanto presente nei bilanci energetici.

5.2.3 POMPE DI CALORE

Secondo quanto previsto nel documento di monitoraggio gli **indicatori di realizzazione** sono: *numero di impianti installati* ai quali si aggiunge anche l'indicatore *potenza termica installata*. Nello scenario di piano non è stato definito il numero di impianti installati mentre il dato di potenza è presente.

A partire dal 2010 i dati rilevati nei BER e i dati presenti nello scenario di piano del PEAR non coincidono in quanto, nel corso della stesura dei bilanci energetici regionali la banca dati utilizzata nel PEAR è stata integrata con quanto presente negli attestati di prestazione energetica (APE) e con la banca dati fornita dall'Enea relativa alle detrazioni fiscali.

POMPE DI CALORE: INDICATORI DI REALIZZAZIONE													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
TOTALE NUMERO di impianti	SCENARIO DI PIANO	[n.]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	BER	[n.]	124	163	225	276	319	386					
TOTALI POTENZE	SCENARIO DI PIANO	[kW]	0	364	545	727	909	1.091	1.273	1.455	1.636	1.818	2.000
	BER	[kW]	6.349	7.074	9.030	10.215	12.104	14.324					

TABELLA 29: MONITORAGGIO POME DI CALORE– indicatori di realizzazione

Gli **indicatori di risultato** per le pompe di calore riguardano la *produzione termica annua*, la *quota rinnovabile di energia termica* e il *combustibile fossile risparmiato*.

Per il calcolo della *produzione di energia termica* del BER e del PEAR sono stati utilizzati due approcci metodologici differenti: nello scenario di piano del PEAR la produzione è stata calcolata a partire dalla potenza moltiplicata per un numero di ore di funzionamento medio pari a circa 2000 ore e per il calcolo della quota di produzione rinnovabile è stato considerato un COP medio di 3,5. Nei BER si è provveduto ad effettuare il calcolo della produzione considerando un numero di ore di funzionamento che variano a seconda della tipologia di pompa di calore e della zona climatica, coerentemente con quanto prevede la metodologia di Burden Sharing e la Decisione Europea 2013/114/UE come anche esplicito nella scheda delle pompe di calore dell'Allegato 1 "Relazione di BER" al presente documento. La quota di energia rinnovabile viene calcolata sempre come previsto dalla Decisione 2013/114/UE e riportato anche nella metodologia di Burden Sharing (Scheda 8 dell'Allegato 1 al DM dell'11/05/2015).¹⁹ Dai calcoli effettuati, nei BER, emerge al 2015 una produzione totale doppia rispetto al 2010 corrispondente ad un incremento medio annuo del 20%, negli ultimi tre anni tale incremento si attesta invece intorno al 15% annuo.

Nel documento di PEAR era stato ipotizzato un incremento di produzione dal 2012 al 2015 doppio, ma i dati di potenze e quindi produzioni erano nettamente inferiori. Visti gli andamenti rilevati nei BER, per gli anni 2016-2020 viene ipotizzato un nuovo andamento (cfr. **NUOVO SCENARIO**) con crescita pari a quanto installato negli ultimi tre anni. Tale tendenza si ritiene inoltre significativa visti gli obblighi normativi di installazioni sulle fonti energetiche rinnovabili previste dal decreto 28/2011 e successivi aggiornamenti e visto lo sviluppo di tale tecnologia soprattutto per le nuove costruzioni o le ristrutturazioni rilevanti.

Per quanto riguarda il combustibile fossile risparmiato questo viene inteso come *combustibile fossile risparmiato* rispetto alla generazione separata e viene calcolato come differenza tra l'energia termica

¹⁹ Scheda A8 (metodologia di Burden Sharing) - Energia termica rinnovabile delle pompe di calore : $E_{res} = H$ (ore di funzionamento)*P (potenza)*(1-1/SPF) ove SPF costituisce il fattore di prestazione media stagionale che dipende dalla tipologia di pompa di calore e dalla zona climatica

prodotta da pompe di calore e l'energia che avrei con una generazione separata calcolata considerando un rendimento generico di impianti pari a 0,80 e un parco impianti costituito dal 45% caldaie a gasolio, 35 caldaie a gas naturale e 20% impianti a fonti energetiche rinnovabili.

POMPE DI CALORE: INDICATORI DI RISULTATO													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PRODUZIONE TERMICA	SCENARIO DI PIANO	[Gwh]	0,00	0,73	1,09	1,45	1,82	2,18	2,55	2,91	3,27	3,64	4,00
	BER	[Gwh]	15,06	16,57	21,06	23,32	26,73	30,95					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[Gwh]	15,06	15,84	19,97	21,87	24,91	28,77					
PRODUZIONE TERMICA QUOTA RINNOVABILE	SCENARIO DI PIANO	[Gwh]	0,00	0,23	0,35	0,47	0,58	0,70	0,81	0,93	1,05	1,16	1,28
	BER	[Gwh]	8,60	9,51	12,61	13,83	14,75	16,24					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[Gwh]	8,60	9,28	12,26	13,36	14,17	15,54					
	NUOVO SCENARIO	[Gwh]						16,24	17,44	18,65	19,85	21,06	22,26
COMBUSTIBILE RISPARMIATO	SCENARIO DI PIANO	[Gwh]	0,00	0,18	0,27	0,36	0,45	0,55	0,64	0,73	0,82	0,91	1,00
	BER	[Gwh]	3,01	3,31	4,21	4,66	5,35	6,19					

TABELLA 30: MONITORAGGIO POMPE DI CALORE – indicatori di risultato

Si riporta graficamente la quota di energia termica rinnovabile con indicato anche l'andamento previsto nello scenario libero del PEAR ove viste le esigue installazioni riportate nel PEAR al 2010 è stato considerato prossimo allo zero.

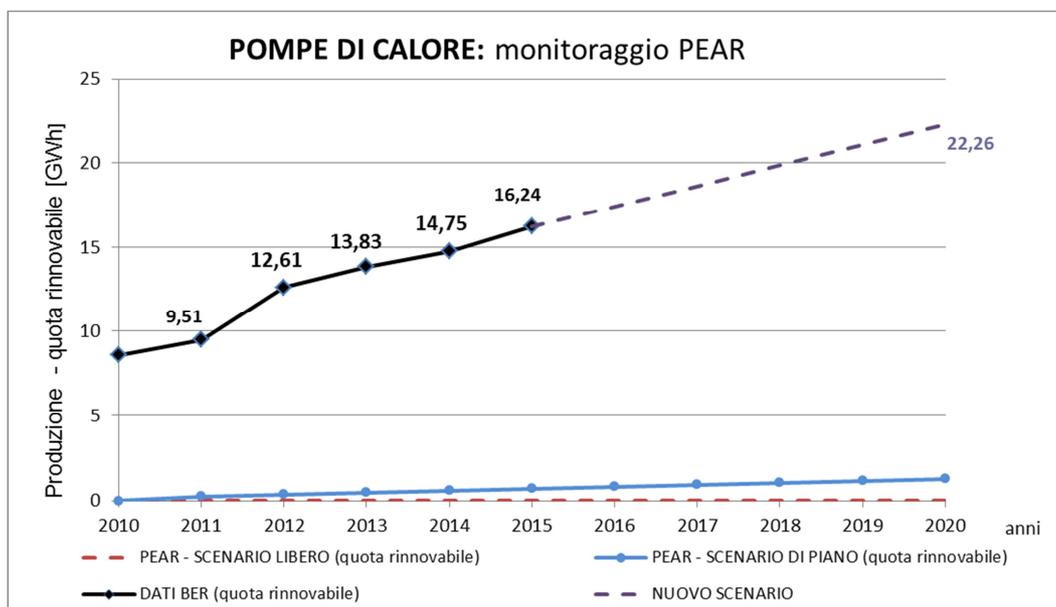


FIGURA 98: MONITORAGGIO POMPE DI CALORE– confronto produzioni tra scenario libero, scenario di piano, quanto indicato nel bilancio energetico regionale e ipotesi di nuovo scenario.

Per quanto riguarda le mancate emissioni di CO₂, presenti negli **indicatori di ricaduta ambientale**, conseguentemente con l'andamento delle produzioni e delle potenze rilevate presenti nei bilanci, risultano essere ridotte rispetto a quanto previsto nello scenario di PEAR. Le mancate emissioni sono state calcolate come differenza tra le emissioni che avrei dalla produzione di energia termica da caldaie (considerando un parco termico costituito da circa il 35% da caldaie a gas naturale, per il 45% da caldaie a gasolio e per il

20% da caldaie a fonti energetiche rinnovabili e le emissioni per i consumi di energia elettrica delle pompe di calore.

Nel documento di PEAR per il calcolo delle mancate emissioni il parco impianti era stato considerato convenzionalmente pari al 40% costituito da caldaie a gas e per il restante 60% da caldaie a gasolio.

POMPE DI CALORE: INDICATORI DI RICADUTA AMBIENTALE - CO ₂													
		[u.m.]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CO ₂ non emessa	SCENARIO DI PIANO	[t/anno]	0	90	134	179	224	269	313	358	403	448	493
	BER	[t/anno]	622	685	870	964	1.105	1.279					
	Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	[t/anno]	622	595	736	785	881	1.010					
	NUOVO SCENARIO	[t/anno]							1279	1384	1489	1594	1699

TABELLA 31: MONITORAGGIO POMPE DI CALORE – indicatori di ricaduta ambientale CO₂

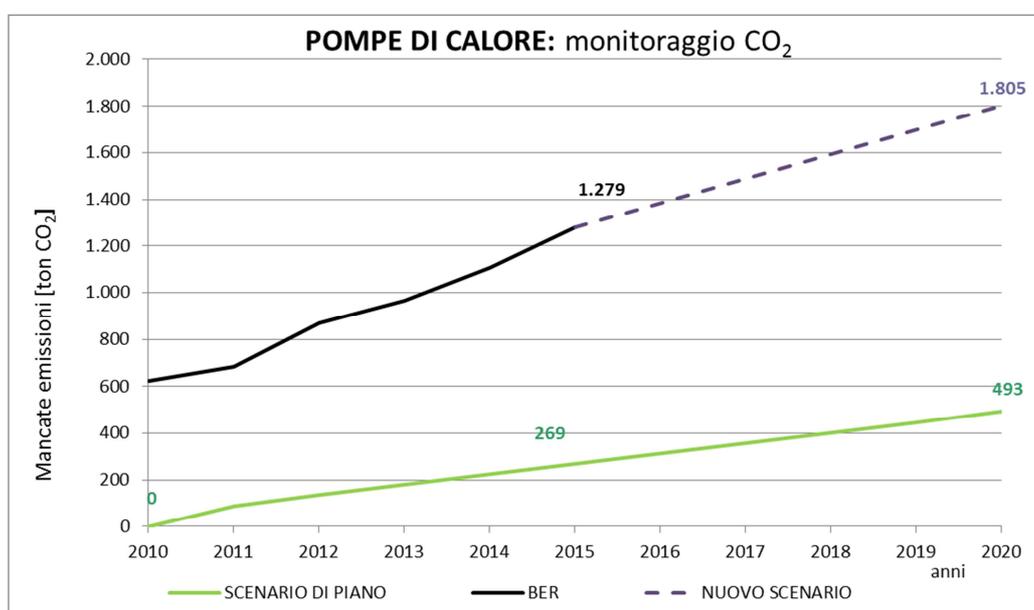


FIGURA 99: MONITORAGGIO SOLARE TERMICO– confronto andamento delle mancate emissioni di CO₂ dello scenario di piano con le emissioni desunte dai dati dei bilanci.

Si riporta a seguire il confronto tra quanto previsto nella **metodologia di Burden Sharing** per la produzione di energia da pompe di calore e quanto presente nei bilanci energetici. La quota di produzione di energia termica da rinnovabile riportata dal GSE parte dal considerare le pompe di calore (potenze) vendute totali sul territorio nazionale ripartite poi a livello regionale in funzione ai risultati dell'indagine condotta da ISTAT/ENEA sui consumi delle famiglie ovvero in proporzione al numero di famiglie che posseggono almeno una pompa di calore. Emerge che a livello nazionale la quota di produzione da rinnovabile delle pompe di calore e quindi conseguentemente il numero e le potenze installate sono superiori rispetto a quanto riportato nei bilanci energetici e raccolto a livello regionale.

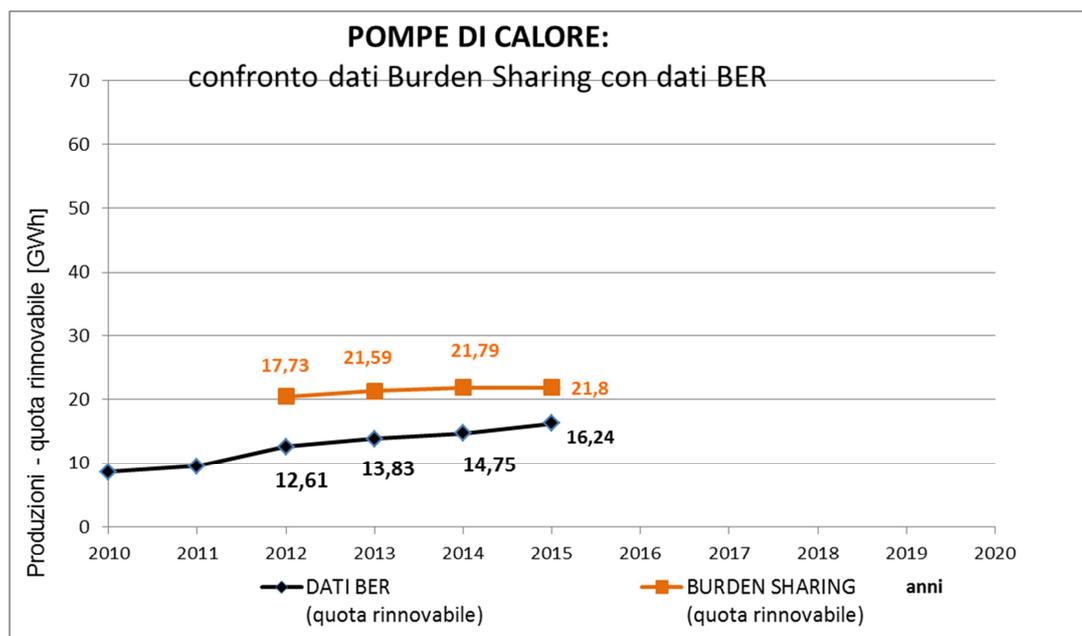


FIGURA 100: MONITORAGGIO POMPE DI CALORE – confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto presente nei bilanci energetici.

5.2 RISULTATI (FER e CFL)

Nel presente capitolo vengono riepilogati i risultati delle produzioni e dei consumi mettendo a confronto quanto riportato nei bilanci energetici regionali e quanto indicato nel PEAR al fine del calcolo degli obiettivi di piano. Nei capitoli a seguire vengono analizzati separatamente e nel dettaglio la produzione da fonte energetica rinnovabile elettrica (FER - E) paragrafo 5.2.1.1, la produzione da fonte energetica rinnovabile termica (FER - C) paragrafo 5.3.1.2, il consumo finale di energia elettrica (CFL - E) paragrafo 5.2.2.2, il consumo finale di energia termica (CFL - C), paragrafo 5.2.2.1. Nel capitolo 5.3.3 viene fatto un focus in merito all'energia elettrica nel quale si riepilogano produzioni, consumi e esportazioni.

5.2.1 FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI (FER)

La produzione da fonte energetica rinnovabile è costituita dalla somma della produzione da fonte energetica rinnovabile di energia elettrica (**FER - E**) e di energia termica (**FER - C**) analizzate singolarmente nel capitolo 5.3.1.1 e 5.3.1.2. Si evidenzia che la voce produzione di energia termica sia rinnovabile che non, coincide con i consumi termici in quanto l'energia termica per sua natura non consente una distribuzione su vasta scala e quindi un'esportazione, tutto quanto prodotto viene consumato ovvero utilizzato sul territorio regionale. Diversa trattazione ha la produzione di energia elettrica che avviene prevalentemente in luoghi di produzione centralizzati che poi distribuiscono l'energia alle utenze presenti sia sul territorio nazionale che internazionale.

La produzione da fonte energetica rinnovabile costituisce inoltre il **numeratore** per il calcolo dell'obiettivo di Burden Sharing. Nella tabella e nel grafico a seguire si riportano il riepilogo degli andamenti della produzione da FER E elettriche e FER - C termiche rilevati nei BER e confrontati con quanto riportato nello scenario di piano del PEAR.

PRODUZIONE DI ENERGIA RINNOVABILE FER E e FER - C												
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		[GWh]										
SCENARIO DI PIANO	FER - E	2915	2728	3055	2946	2967	2989	3007	3023	3040	3056	3076
	FER - C	326	349	353	356	360	376	387	394	402	405	412
	TOTALE FER	3241	3077	3408	3302	3327	3365	3394	3417	3442	3461	3488
BER	FER - E	2955	2765	3091	3570	3469	3504					
	FER - C	338	517	531	539	537	548					
	TOTALE FER	3293	3283	3622	4110	4006	4052					
Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	FER - E	41	37	35	624	501	515					
	FER - C	12	168	178	183	177	172					
	TOTALE FER	53	205	213	807	678	687					
NUOVO SCENARIO	FER - E						3504	3285	3311	3337	3363	3389
	FER - C						548	557	584	592	600	606
	TOTALE FER						4052	3841	3894	3928	3963	3995

TABELLA 32: MONITORAGGIO FER - produzione da fonte energetica rinnovabile elettrica e da fonte rinnovabile termica

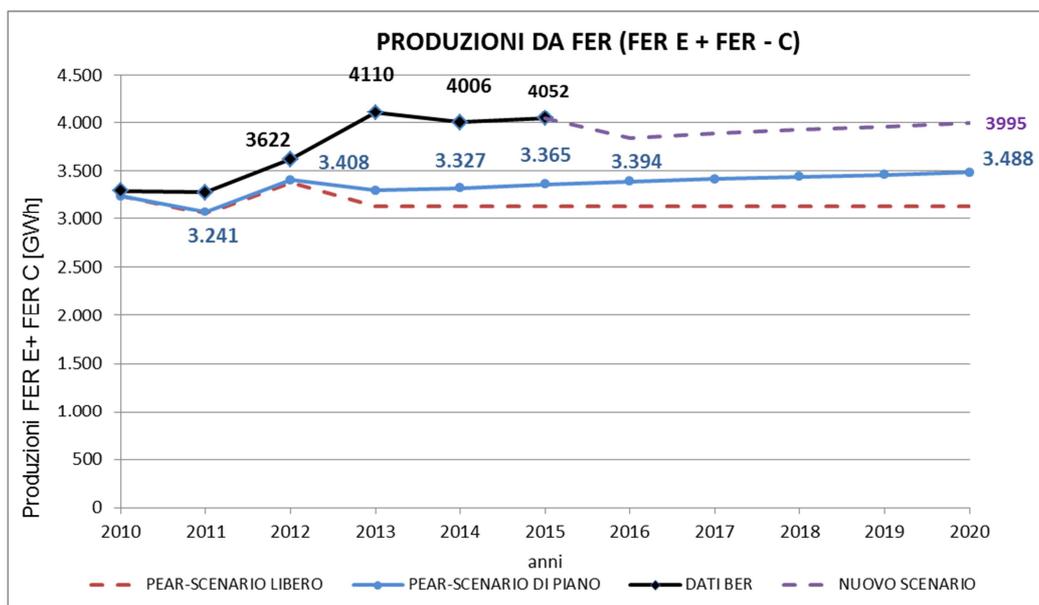


FIGURA 101: MONITORAGGIO FER– andamento della produzione da FER sia termica che elettrica nello scenario di piano, nello scenario libero, nei dati presenti nei BER e nel nuovo scenario

L'andamento totale della produzione da rinnovabile sia termica che elettrica è strettamente legato all'andamento delle singole componenti che costituiscono tali voci come esplicitate nel capitolo 5.1 e riepilogate nel capitolo 5.3.1.1 e 5.3.1.2. Dal 2010 al 2015 si assiste ad un incremento della produzione di energia da FER del 23% pari ad un incremento medio annuo del 4,6%.

La produzione di energia elettrica rilevata nei BER, conferma che questa costituisce la componente maggiore di produzione da fonte energetica rinnovabile, anche se la produzione di energia rinnovabile da fonte termica ha avuto un notevole incremento dal 2010 al 2015 come rilevato nei BER.

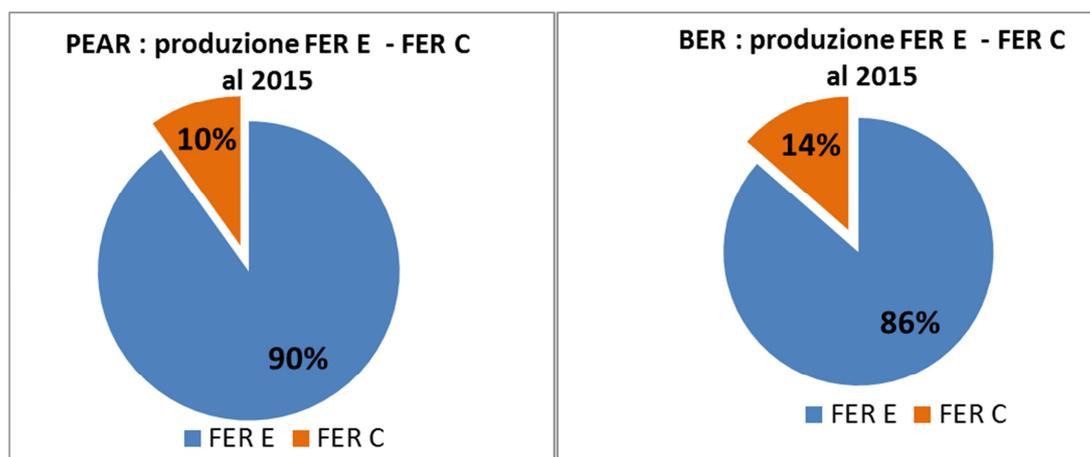


FIGURA 102: MONITORAGGIO FER– confronto al 2015 tra quanto rilevato nei BER e quanto riportato nel PEAR - SCENARIO DI PIANO sulla ripartizione percentuale di produzione rinnovabile elettrica e termica

La produzione rilevata nei bilanci energetici regionali è superiore rispetto a quanto rilevato e analizzato nel PEAR questo è dovuto principalmente a un incremento della produzione di energia elettrica da idroelettrico e ad una quota maggiore di produzione di energia termica dovuta all'utilizzo della biomassa presso gli utenti.

Per quanto riguarda il **NUOVO SCENARIO** anche questo è stato definito come somma dei nuovi scenari delle singole componenti alle quali si rimanda (capitolo 5.1) e presenta un incremento simile a quanto riportato nello scenario di piano del PEAR ovvero un incremento dal 2015 al 2020 pari a circa il 4% (incremento medio annuo di circa l'1%).

5.2.1.1 Produzione di energia rinnovabile elettrica FER - E

Nel grafico a seguire si riporta l'andamento della produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile rilevata nei BER e confrontata con lo scenario di piano e lo scenario libero del PEAR, si riporta inoltre l'ipotesi di **NUOVO SCENARIO** dal 2015 al 2020.

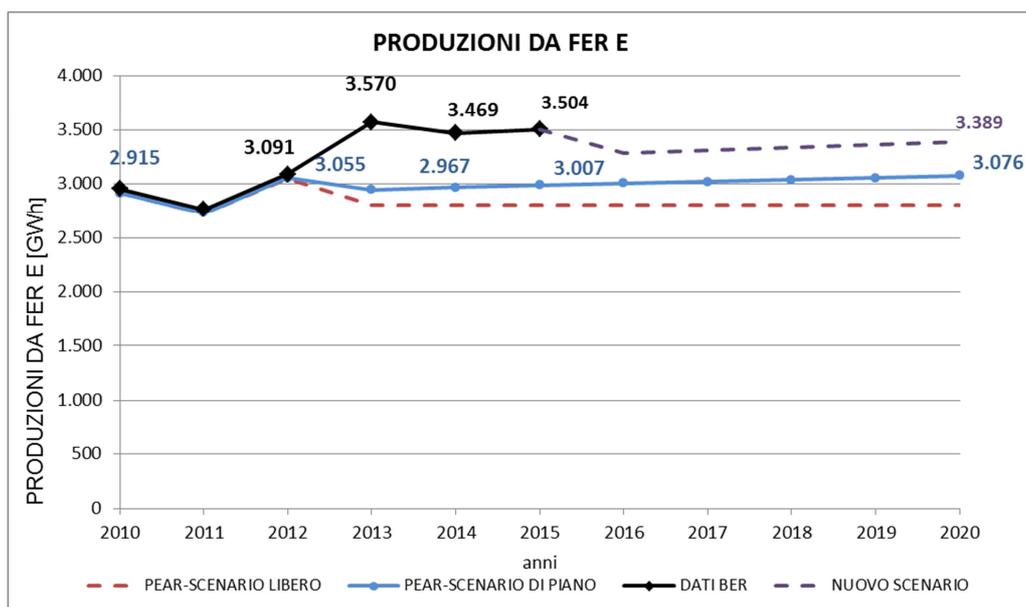


FIGURA 103: MONITORAGGIO FER - E- andamento della produzione da FER E nello scenario di piano, nello scenario libero, nei dati presenti nei BER e nel nuovo scenario

Dal 2010 al 2015 la produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile presenta un andamento in crescita per un valore totale del 19% corrispondente a una media annua del 3,7%.

Le voci che vanno a definire la produzione di energia elettrica rinnovabile (FER – E) sono costituite dalla somma di²⁰:

- *idroelettrico* ovvero la produzione lorda da impianti idroelettrici non normalizzata²¹ (la metodologia di Burden Sharing prevede invece l'applicazione della formula di normalizzazione). Si specifica che come anche riportato nel capitolo 5.1.1 nel PEAR, per gli anni 2010, 2011 e 2012 sono stati utilizzati i dati di produzione netta mentre nel BER sono stati riportati dati di produzione lorda;
- *eolico* ovvero la produzione di energia elettrica lorda da impianti eolici, tale produzione non viene normalizzata²² come invece prevede la metodologia di Burden Sharing;

²⁰ Per una lettura più rapida delle tabelle sono stati riportati in colore verde i dati rilevati nei BER con valori maggiori rispetto a quanto riportato nel PEAR

²¹ La normalizzazione della produzione da idroelettrico, ai sensi della direttiva 2009/28/CE, prevede l'applicazione di una formula che media il dato di produzione di ogni anno ai 15 anni antecedenti.

²² La normalizzazione della produzione da eolico, ai sensi della direttiva 2009/28/CE, prevede l'applicazione di una formula che media il dato di produzione di ogni anno mediamente ai quattro anni precedenti.

- *fotovoltaico* ovvero la produzione di energia elettrica lorda da impianti fotovoltaici;
- *biomassa solida* ovvero la produzione di energia elettrica da impianti cogenerativi (prevalentemente impianti di teleriscaldamento) alimentati a biomassa;
- *biogas* ovvero la produzione elettrica lorda da impianti alimentari a biogas;

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA RINNOVABILE FER E												
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		[GWh]										
SCENARIO DI PIANO	IDROELETTRICO	2907	2709	3023	2905	2917	2929	2941	2953	2965	2977	2991
	EOLICO	0	0	2	5	7	9	11	11	13	13	14
	FOTOVOLTAICO	2	11	21	28	34	42	46	49	53	56	60
	BIOMASSA SOLIDA	0	2	2	2	2	2	3	3	3	3	4
	BIOGAS	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7
	TOTALE FER - E	2915	2728	3055	2946	2967	2989	3007	3023	3040	3056	3076
BER	IDROELETTRICO	2947	2743	3063	3534	3431	3465					
	EOLICO	0	0	2	4	4	4					
	FOTOVOLTAICO	2	11	18	22	23	24					
	BIOMASSA SOLIDA	0	4	3	2	3	3					
	BIOGAS	6	6	5	8	8	9					
	TOTALE FER - E	2955	2765	3091	3570	3469	3504					
NUOVO SCENARIO	TOTALE FER - E						3504	3285	3311	3337	3363	3389

TABELLA 33: MONITORAGGIO FER E - riepilogo produzioni di energia elettrica da fonte rinnovabile, confronto tra scenario di piano e BER

Per la definizione del **NUOVO SCENARIO** si è tenuto conto delle assunzioni effettuate per i singoli vettori che compongono tale voce (c.f.r capitolo 5.1 “Fonti energetiche rinnovabili”) che prevedono nella loro totalità un incremento medio annuo inferiore all’1%.

La produzione di energia elettrica da idroelettrico costituisce da sempre la componente maggiore della produzione di energia elettrica visto l’elevato numero di impianti idroelettrici esistenti presenti sul territorio regionale come anche evidenziato nei grafici riportati a seguire nei quali viene confrontata la ripartizione di energia elettrica tra quanto indicato nello scenario di piano e quanto riportato nei BER tra le differenti fonti al 2010, 2015 e al 2020.

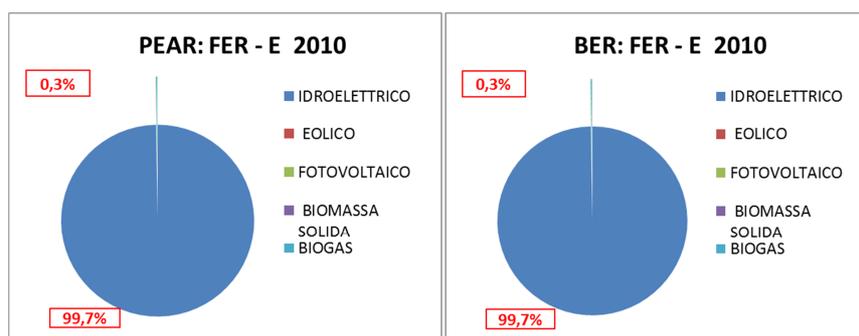


FIGURA 104: MONITORAGGIO FER- confronto al 2010 tra quanto rilevato nei BER e quanto riportato nel PEAR sulla ripartizione percentuale di produzione rinnovabile elettrica tra le varie fonti

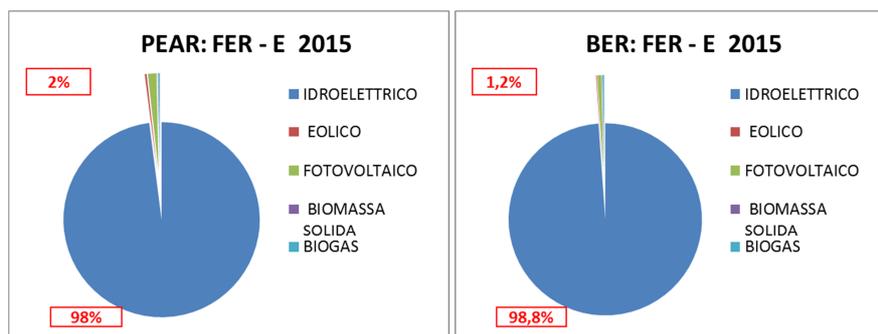


FIGURA 105: MONITORAGGIO FER– confronto al 2015 tra quanto rilevato nei BER e quanto riportato nel PEAR sulla ripartizione percentuale di produzione rinnovabile elettrica tra le varie fonti

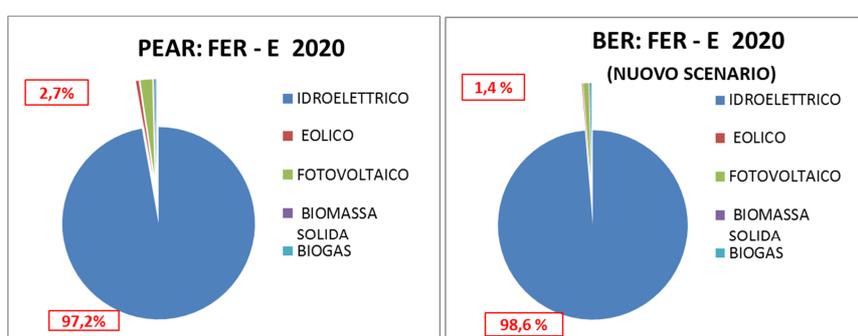


FIGURA 106: MONITORAGGIO FER– confronto al 2020 tra quanto rilevato nei BER e quanto riportato nel PEAR sulla ripartizione percentuale di produzione rinnovabile elettrica tra le varie fonti

Se si analizza l'incremento di produzione dal 2010 al 2015 tra scenario di PEAR e BER, nel PEAR erano stati ipotizzati incrementi di impianti a FER elettriche oltre all'idroelettrico maggiori rispetto a quanto rilevato nei BER ove l'incremento di produzione elettrica rilevato è dovuto principalmente dalla fonte idroelettrica.

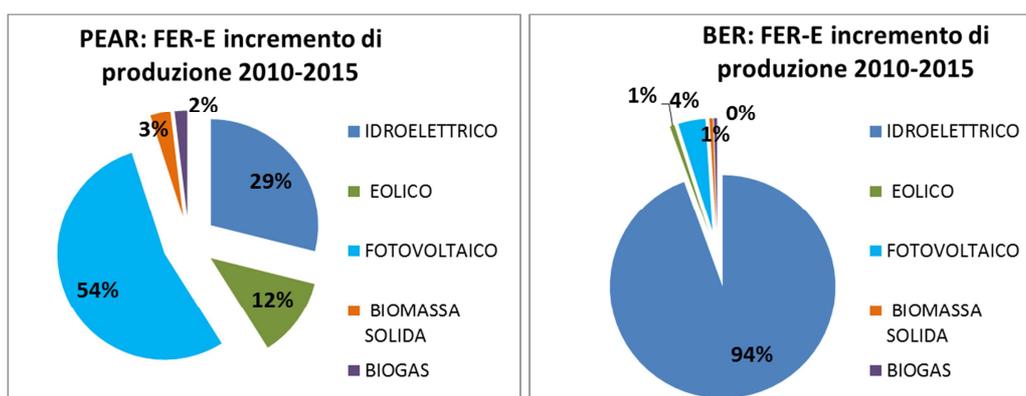


FIGURA 107: MONITORAGGIO FER– incremento di produzione da FER – E , confronto al 2015 tra la composizione del parco impianti quanto rilevato nei BER e quanto riportato nel PEAR

Nella metodologia di **Burden Sharing** per il calcolo delle FER – E , come riportato in precedenza, si applica per alcune fonti quali l'idroelettrico e l'eolico la normalizzazione delle produzioni al fine di omogeneizzare i dati a una media di produzione negli anni. Si riporta a seguire il confronto tra il totale delle FER – E riportate nei bilanci energetici regionali (per i quali **non** è stata applicata la normalizzazione) e la

metodologia di burden sharing per le fonti energetiche rinnovabili elettriche. Tenendo conto delle assunzioni sopra riportate, il burden sharing prevede valori mediamente del 7% inferiori rispetto a quanto rilevato nei BER.

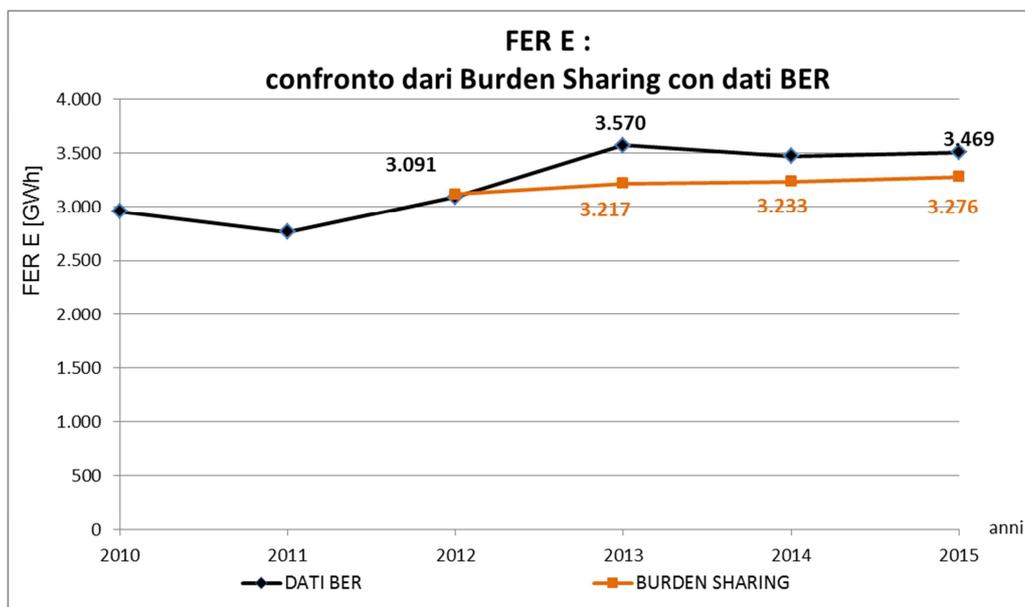


FIGURA 108: MONITORAGGIO FER - E- confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto presente nei bilanci energetici.

5.2.1.2 Produzione di energia rinnovabile termica FER – C

Nel grafico a seguire si riporta l'andamento della produzione di energia termica da fonte energetica rinnovabile rilevata nei BER e confrontata con lo scenario di piano e lo scenario libero del PEAR, si riporta inoltre l'ipotesi di **NUOVO SCENARIO** dal 2015 al 2020.

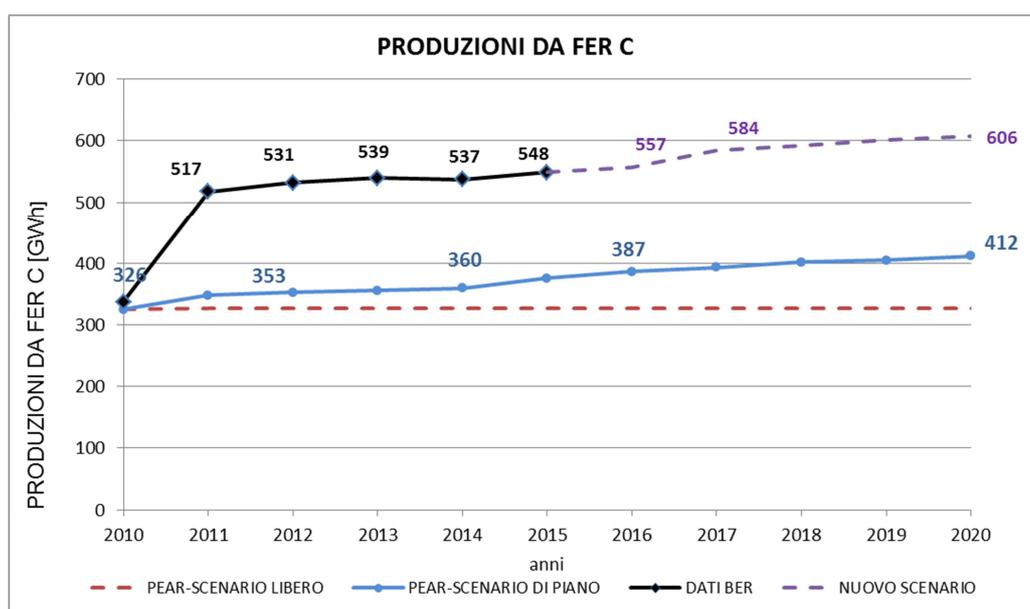


FIGURA 109: MONITORAGGIO FER - C- andamento della produzione da FER C nello scenario di piano, nello scenario libero, nei dati presenti nei BER e nel nuovo scenario

Le voci che vanno a definire la produzione di calore da fonte energetica rinnovabile (FER – C) sono costituite dalla somma di²³:

- *biomasse solide* ovvero il consumo di biomassa solida presso gli utenti;
- *pompe di calore* si intende la quota di energia rinnovabile relativa alla produzione di pompe di calore calcolata secondo quanto prevede la decisione della commissione europea 2013/114/UE²⁴ ,;
- *biogas* sono considerati i quantitativi di biogas che non sono oggetto di trasformazione e quindi autoconsumati presso gli impianti;
- *calore derivato* si intende la quota di calore prodotto da fonte energetica rinnovabile e venduto a terzi costituito prevalentemente da calore generato presso le centrali di teleriscaldamento alimentate a biomassa e da calore prodotto da impianti a biogas.

Dal 2010 al 2015 si riporta un incremento totale di fonti energetiche rinnovabili termiche del 62% che deve tenere conto però delle assunzioni metodologiche relative alla biomassa e riportate a seguire. Mediamente dal 2011 al 2015 è stato rilevato un incremento medio annuo del 1,5%.

Per la definizione del **NUOVO SCENARIO** si è tenuto conto delle assunzione effettuate per i singoli vettori che compongono tale voce (c.f.r capitolo 5.1 “Fonti energetiche rinnovabili” e al capitolo 5.2 “Efficienza energetica”) che prevedono nella loro totalità un incremento medio annuo intorno all’2,1%.

PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA RINNOVABILE FER C												
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		[GWh]										
SCENARIO DI PIANO	SOLARE TERMICO	11	12	14	16	18	19	21	23	25	26	28
	BIOMASSE SOLIDE impianti presso gli utenti	281	284	286	287	289	290	291	292	293	294	295
	POMPE di CALORE quota rinnovabile	0,0	0,2	0,3	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2	1,3
	BIOGAS: quota autoconsumata	1,6	1,7	1,7	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
	CALORE DERIVATO RINNOVABILE	33	50	50	50	50	64	72	76	81	81	85
	TOTALE FER - C	326	349	353	356	360	376	387	394	402	405	412
BER	SOLARE TERMICO	10	12	14	15	16	17					
	BIOMASSE SOLIDE impianti presso gli utenti	281	443	445	447	450	452					
	POMPE di CALORE quota rinnovabile	9	10	13	14	15	16					
	BIOGAS: quota autoconsumata	2,4	2,6	2,6	1,1	2,6	2,8					
	CALORE DERIVATO RINNOVABILE	36	51	58	62	54	61					
	TOTALE FER - C	338	517	531	539	537	548					
NUOVO SCENARIO	TOTALE FER - C						548	557	584	592	600	606

TABELLA 34: MONITORAGGIO FER C - riepilogo produzioni di energia termica da fonte rinnovabile, confronto tra scenario di piano e BER

²³ Per una lettura più rapida delle tabelle sono stati riportati in colore verde i dati rilevati nei BER con valori maggiori rispetto a quanto riportato nel PEAR

²⁴ Energia termica rinnovabile delle pompe di calore : $E_{res} = H$ (ore di funzionamento)*P (potenza)*(1-1/SPF) ove SPF costituisce il fattore di prestazione media stagionale che dipende dalla tipologia di pompa di calore e dalla zona climatica.

La produzione di energia termica da biomassa costituisce la componente maggiore della produzione da energia termica da rinnovabile come anche riportato nello scenario di piano. Si specifica che la differenza di produzione da biomassa riportata nei BER dal 2010 al 2011 è una variazione di tipo metodologico in quanto a partire dal 2011 sono stati presi in considerazione gli esiti dell'indagine condotta nell'ambito del progetto Renerfor. Dalle indagini effettuate sul territorio sono emerse inoltre produzioni da impianti a pompa di calore decisamente più elevati rispetto a quanto riportato nel PEAR.

Per quanto riguarda il solare termico, come anche riportato nel capitolo 5.1.4 nei BER è stata rilevata una superficie di impianti superiore rispetto a quanto riportato nel PEAR, ma la produzione è inferiore in quanto è stata applicata la formula utilizzata nella metodologia di Burden Sharing del Solar Heatin&Cooling Programme dell'IEA. Si riporta a seguire il confronto al 2010, 2015 e 2020 delle FER – C tra quanto riportato nel BER e quanto presente nello scenario di piano del PEAR.

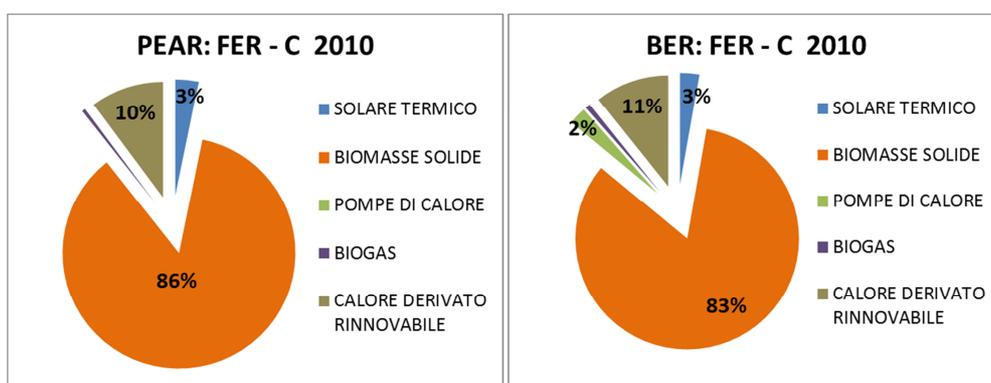


FIGURA 110: MONITORAGGIO FER– confronto al 2010 tra quanto rilevato nei BER e quanto riportato nel PEAR sulla ripartizione percentuale di produzione rinnovabile termica tra le varie fonti

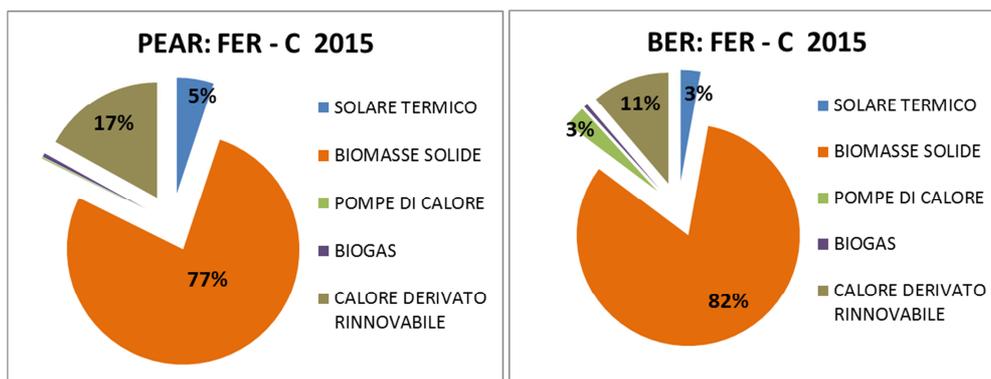


FIGURA 111: MONITORAGGIO FER– confronto al 2015 tra quanto rilevato nei BER e quanto riportato nel PEAR sulla ripartizione percentuale di produzione rinnovabile termica tra le varie fonti

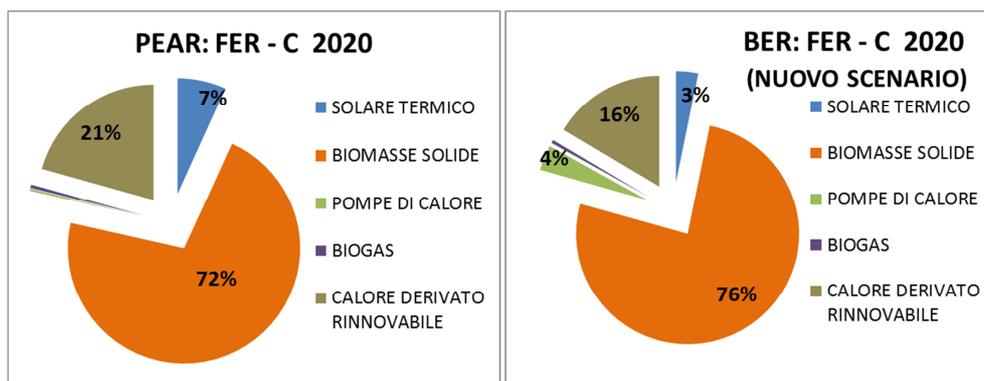


FIGURA 112: MONITORAGGIO FER– confronto al 2020 tra quanto rilevato nei BER e quanto riportato nel PEAR sulla ripartizione percentuale di produzione rinnovabile termica tra le varie fonti

Si riporta a seguire il confronto tra il totale delle **FER – C** comprensivo anche del calore derivato dalle fonti energetiche rinnovabili riportate nei bilanci energetici regionali e quanto trasmesso da GSE/ENEA in applicazione della metodologia di **Burden Sharing**, si rimanda al dettaglio del singolo interventi ai capitoli 5.1, 5.2.2 e 5.2.3. Quanto rilevato nei BER risulta essere maggiore rispetto a quanto prevede il burden sharing in particolare per quanto riguarda il calore da rinnovabile e i consumi di biomassa, tali differenze però tendono a ridursi con gli anni in quanto si attestavano al 2012 intorno al 15% fino a ridursi al 3% al 2015.

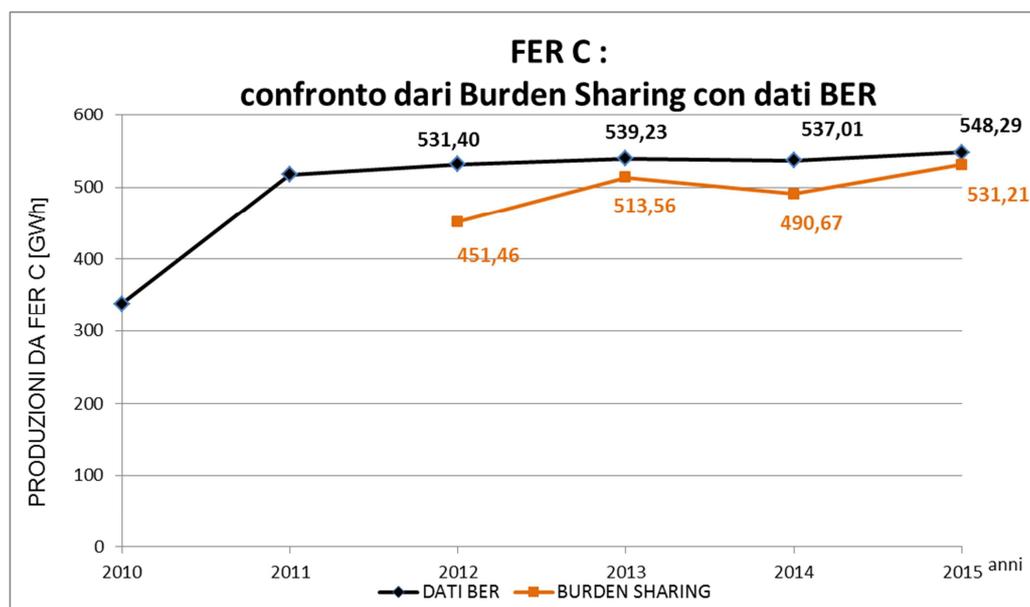


FIGURA 113: MONITORAGGIO FER - C– confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto presente nei bilanci energetici.

5.2.2 CONSUMI FINALI LORDI (CFL)

I consumi finali lordi (**CFL**) sono costituiti dalla somma di tre componenti principali :i consumi da energia termica (**CFL – C**) i consumi di energia termica da trasporti (**CFL – T**) e i consumi di energia elettrica (**CFL – E**). Nel presente paragrafo i consumi termici vengono trattati nella loro totalità comprensivi anche dei

consumi nel settore trasporti. Nel capitolo 5.2.2.1 vengono dettagliati i consumi termici e termici dei trasporti mentre nel capitolo 5.2.2.2 si riportano i dati relativi ai consumi elettrici.

I consumi finali lordi della loro totalità costituiscono il denominatore per il calcolo dell'obiettivo di Burden Sharing. .

Nelle tabelle e grafici a seguire si riporta il confronto dei consumi finali lordi rilevati nei BER, quanto riportato nello scenario libero , nello scenario di PEAR e quanto ipotizzato nel **NUOVO SCENARIO** costituito dalla somma delle singole componenti dettagliate nei capitoli precedenti e riepilogate a seguire.

CONSUMI FINALI LORDI CFL												
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]
SCENARIO DI PIANO	CFL- E	949	952	947	957	958	967	970	974	979	981	982
	CFL- C e CFL- T	5341	5352	5380	5400	5419	5438	5459	5481	5503	5527	5551
	TOTALE CFL	6290	6305	6327	6357	6377	6405	6430	6456	6482	6508	6534
BER	CFL- E	1176	1187	1163	1151	1118	1085					
	CFL- C e CFL- T	4070	4034	3823	3768	3667	3609					
	TOTALE CFL	5246	5221	4985	4919	4785	4694					
Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	CFL- E	226	234	215	194	160	118					
	CFL- C e CFL- T	-1271	-1318	-1557	-1632	-1753	-1829					
	TOTALE CFL	-1044	-1084	-1341	-1439	-1592	-1711					
NUOVO SCENARIO	CFL- E						1085	1094	1094	1094	1095	1095
	CFL- C e CFL- T						3609	3600	3634	3604	3576	3545
	TOTALE CFL						4694	4694	4729	4698	4670	4640

TABELLA 35: MONITORAGGIO CFL - riepilogo dei consumi finali lordi , confronto tra scenario di piano, BER e indicazione di nuovo scenario

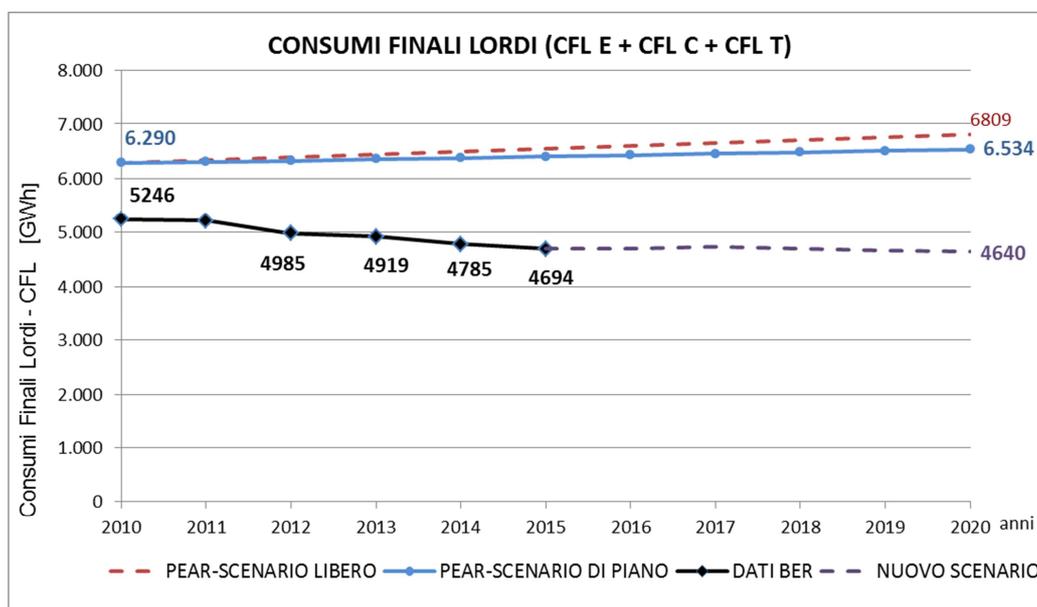


FIGURA 114: MONITORAGGIO CFL– andamento della produzione da CFL nello scenario di piano, nello scenario libero, nei dati presenti nei BER e nel nuovo scenario

Come evidenziato nelle grafico sovrastante i consumi rilevati nei bilanci sono nettamente inferiori rispetto a quanto riportato nel PEAR sia nello scenario libero che nello scenario di piano. Tale differenza è dovuta non tanto ai consumi elettrici, che costituiscono mediamente il 20% dei consumi totali, ma essenzialmente ai consumi termici . In fase di redazione del PEAR, per quanto riguarda i consumi termici, i dati a disposizione per la definizione dello scenario libero e conseguentemente dello scenario di piano provenivano principalmente dai bilanci energetici ufficiali redatti dall'Enea che, per quanto dettagliati, da sempre hanno avuto un approccio di tipo “top down” ovvero derivano da dati statistici nazionali ripartiti poi a livello

regionale. Si avevano inoltre informazioni più limitate anche sui consumi termici delle fonti energetiche rinnovabili. E' quindi evidente che un approccio metodologico diverso della raccolta dati di tipo “bottom – up” a livello regionale, ovvero una raccolta dati a livello locale come riportata nel dettaglio nell'Allegato 1 ha comportato degli andamenti differenti che dovrebbero maggiormente avvicinarsi ai consumi presenti sul territorio regionale. L'andamento dei consumi sul territorio regionale è stato inoltre confermato anche dal modello “consumi finali settore residenziale” attraverso il quale sono stati definiti i consumi nel settore residenziale a partire dall'analisi del parco edilizio regionale e degli attestati di prestazione energetica energetico degli edifici del territorio regionale (cfr. Scheda 19 – Allegato 1).

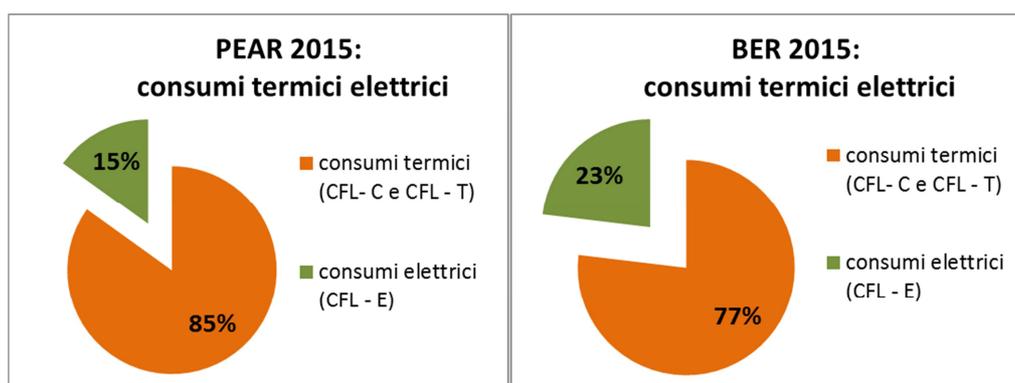


FIGURA 115: MONITORAGGIO CFL– suddivisione percentuale tra consumi termici e consumi elettrici al 2015 – confronto tra scenario di piano e BER.

L'andamento del **NUOVO SCENARIO** è stato costruito a partire dalla somma degli andamenti ipotizzati dal 2016 al 2020 delle singole componenti del consumo finale lordo come meglio specificato nei paragrafi a seguire. Per quanto riguarda i consumi elettrici , questi sono stati considerati con un incremento di consumi netti dal 2015 al 2020 del 1%, con andamento pari a quanto riportato nello scenario di PEAR, mentre per i consumi termici è stato ipotizzato un decremento totale dal 2015 al 2020 del 2 %.

Si riporta un riepilogo dei **consumi finali lordi totali (CFL)** rilevati nei bilanci energetici regionali il cui dettaglio e confronto con quanto riportato nello scenario di piano viene descritto nei paragrafi a seguire. Emerge al 2015 che i consumi finali lordi sono costituiti per il 52% da consumi termici fossili, il 25% da consumi di fossili per i trasporti e per il 23% da consumi di energia elettrica .

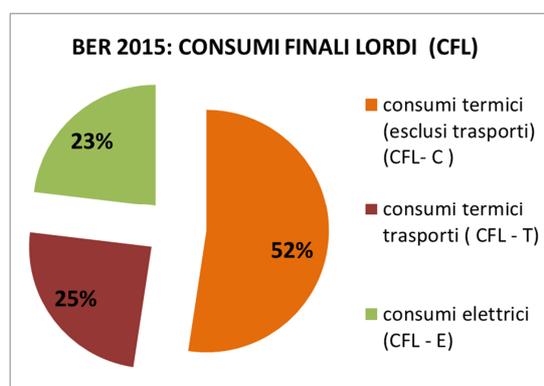


FIGURA 116: MONITORAGGIO CFL– suddivisione percentuale tra consumi termici e dei consumi elettrici al 2015.

Dal 2010 al 2015 i consumi finali lordi presentano decrescita totale del 10,5% ovvero una decrescita media annua del 2,1%.

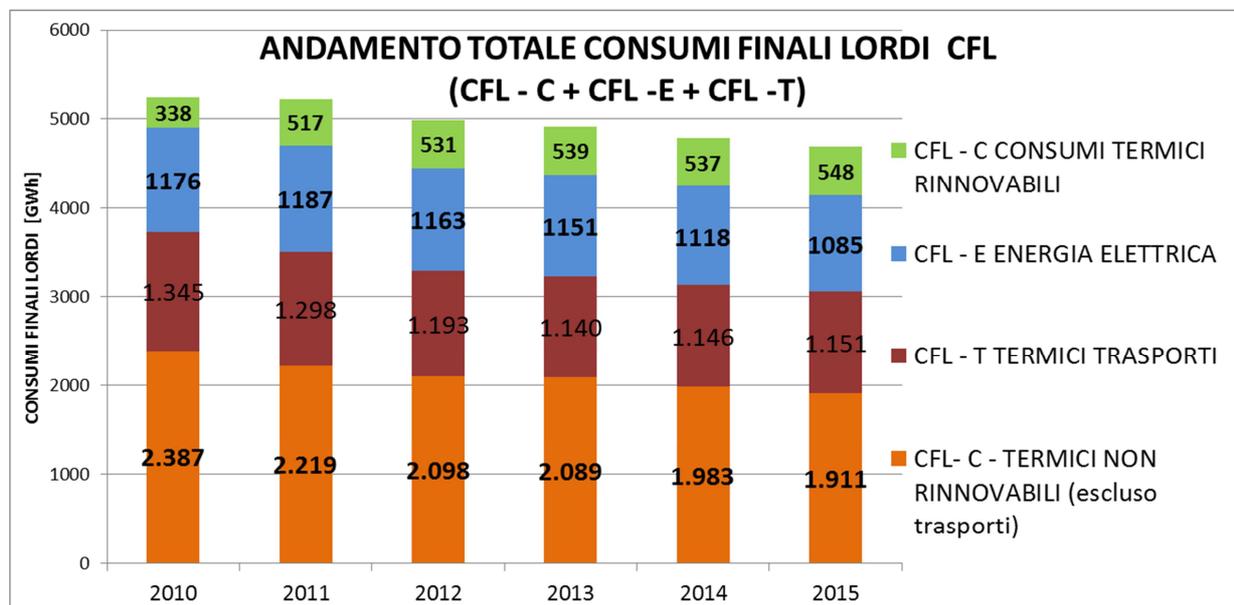


FIGURA 117: MONITORAGGIO CFL– andamento dei consumi finali lordi totali rilevati nei bilanci energetici regionali dal 2010 al 2015

5.2.2.1 Consumi finali lordi termici (CFL – C + CFL - T)

Il consumo finale lordo termico ha origine sia da fonti fossili (prodotti petroliferi, gas naturale, ecc...) analizzate nel dettaglio a seguire che da fonti energetiche rinnovabili analizzate nel capitolo 5.2.1.2 che costituiscono le produzioni da fonti energetiche rinnovabili termiche. Nei bilanci energetici regionali è emerso un certo incremento dei consumi da fonti energetiche rinnovabili rispetto a quanto presente nel piano energetico dovuto principalmente a quanto considerato per le biomasse e agli impianti a pompa di calore rilevati. I consumi termici riportati sono comprensivi anche dei consumi termici per i trasporti.

CONSUMI FINALI LORDI TERMICI CFL - C e CFL - T												
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		[GWh]										
SCENARIO DI PIANO	CFL - C e CFL - T	5341	5352	5380	5400	5419	5438	5459	5481	5503	5527	5551
	- DI CUI DA FONTE FOSSILE	5014	5003	5026	5044	5059	5062	5072	5087	5101	5122	5140
	- DI CUI DA FONTE RINNOVABILE	326	349	353	356	360	376	387	394	402	405	412
BER	CFL - C e CFL - T	4070	4034	3823	3768	3667	3609					
	- DI CUI DA FONTE FOSSILE	3732	3517	3292	3229	3130	3061					
	- DI CUI DA FONTE RINNOVABILE	338	517	531	539	537	548					
Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	CFL - C e CFL - T	-1271	-1318	-1557	-1632	-1753	-1829					
	- DI CUI DA FONTE FOSSILE	-1282	-1487	-1735	-1816	-1930	-2001					
	- DI CUI DA FONTE RINNOVABILE	12	168	178	183	177	172					
NUOVO SCENARIO	CFL - C e CFL - T						3609	3600	3634	3604	3576	3545
	- DI CUI DA FONTE FOSSILE						3061	3043	3051	3012	2976	2939
	- DI CUI DA FONTE RINNOVABILE						548	557	584	592	600	606

TABELLA 36: MONITORAGGIO CFL TERMICO - riepilogo dei consumi finali lordi , confronto tra scenario di piano, BER e indicazione di nuovo scenario

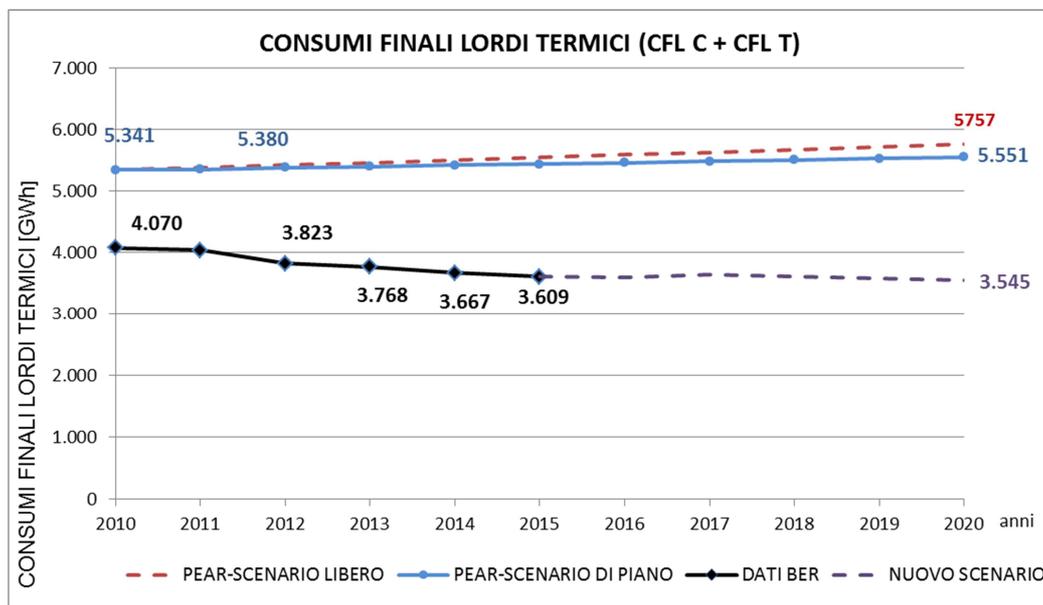


FIGURA 118: MONITORAGGIO CFL TERMICO – andamento dei consumi da CFL termico totale nello scenario di piano, nello scenario libero, nei dati presenti nei BER e nel nuovo scenario

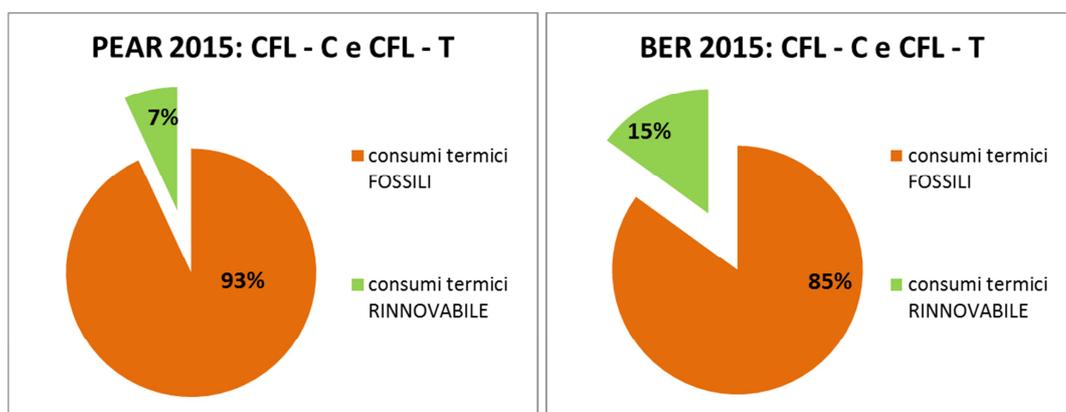


FIGURA 119: MONITORAGGIO CFL TERMICO – suddivisione dei consumi termici totali da fonti fossili e rinnovabili - confronto tra PEAR e BER al 2015.

Nel documento di PEAR i consumi lordi erano stati valutati in crescita con un incremento dal 2010 al 2020 di circa il 6% (cfr. documento di PEAR tabella 59) ma con un andamento comunque inferiore rispetto a quanto riportato nello scenario libero. Nell'ambito della raccolta dati regionale tali consumi sono risultati nettamente inferiori (circa il 24% in meno a 2010 e 34% in meno al 2015) e presentano un andamento negli anni dal 2010 al 2015 in costante decrescita pari a circa il 2,3% annuo. Le differenze di valori tra quanto presente nel PEAR e quanto definito dei BER sono dovute in quanto nella fase di redazione del PEAR erano stati presi in considerazione i dati forniti dall'ENEA i quali provenivano da analisi statiche nazionali ripartite poi a livello regionale con una serie di fattori di correzioni. Questa metodologia ha comportato l'attribuzione alla regione Valle d'Aosta di valori di consumi, in particolare nel settore trasporti, particolarmente elevati. Nell'ambito dei tavoli di lavori del Burden Sharing a seguito dei continui confronti tra GSE/ENEA e regione

sono stati attribuiti al territorio regionale valori inferiori e più coerenti con quanto raccolto a livello regionale.

I consumi da fonte energetica rinnovabile, in coerenza con quanto riportato nel PEAR sono invece in crescita per l'utilizzo non solo della biomassa ma anche di altri sistemi impiantistici quali in particolare pompe di calore e impianti solari termici.

Come già evidenziato nei capitoli precedenti (cfr. capitolo 5.1.5), per la biomassa all'anno 2010 è stato convenzionalmente utilizzato il dato riportato nel PEAR, per il 2011 è stato riportato quanto rilevato nell'ambito dell'indagine statistica Renerfor, e per gli anni dal 2012 al 2015 sono stati considerati i risultati emersi dall'analisi del consumo di biomassa nel settore residenziale effettuati nel "modello consumi finali residenziale" (cfr. Scheda 19 Consumi finali nel settore residenziale – Allegato 1 Bilanci energetici Regionali) e a questi sono stati sommati i consumi di biomassa rilevati in Renerfor relativi agli impianti secondari e posti costanti negli anni. A completamento di quanto sopra riportato, per valutare il consumo di biomassa nel settore servizi e industria, sono stati analizzati gli attestati di prestazione energetica presenti nella banca dati regionale.

	PEAR				BER			
	2010	2015	2015-2010		2010	2015	2015-2010	
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
consumi termici FOSSILI	5014	5062	47	1%	3732	3061	-671	-18%
consumi termici RINNOVABILE	326	376	50	15%	338	548	210	62%
TOTALE CONSUMI TERMICI	5341	5438	97	2%	4070	3609	-461	-11%

TABELLA 37: MONITORAGGIO CFL TERMICO - tabella confronto incrementi/decrescite consumi termici totali al 2010 e al 2015 presenti nel PEAR e rilevate nei BER.

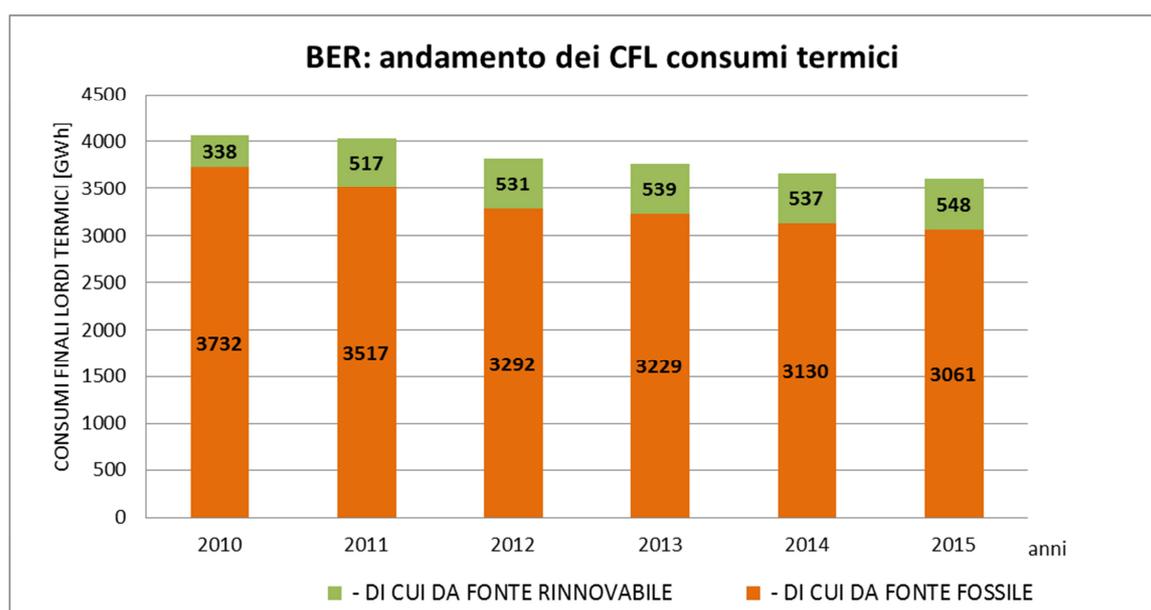


FIGURA 120: MONITORAGGIO CFL TERMICO – suddivisione dei consumi termici da fonti fossili e rinnovabili.

I consumi finali lordi termici, in coerenza con quanto prevede la metodologia di Burden Sharing sono stati raggruppati nelle seguenti voci :

- *consumi finali di energia da FER* per i quali si rimanda il dettaglio al capitolo 5.2.1.2 ovvero relativo alle produzioni di energia termica da rinnovabile;
- *consumi finali lordi di calore derivato* si intende il consumo finale di calore proveniente sia da fonte energetica rinnovabile che non rinnovabile e venduto a terzi. Si specifica che secondo quanto prevede il regolamento CE n. 1099/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2008 e successive modificazioni, relativo alle statistiche dell'energia, per le attività di trasformazione quali per esempio impianti di teleriscaldamento non vengono conteggiati i consumi diretti bensì solo le fonti energetiche secondarie da questi prodotte ovvero la produzione lorda di energia termica così come avviene per l'energia elettrica;
- *consumi finali di prodotti petroliferi e biocarburanti*: vengono i raggruppati tutti consumi finali lordi di prodotti petroliferi quali olio combustibile, gasolio, GPL, kerosene, benzine, carboturbo. Questi prodotti sono stati presi in considerazione al netto dei quantitativi oggetto di trasformazione in particolare per il gasolio e olio combustibile utilizzati in alcuni impianti di teleriscaldamento;
- *consumi finali di carbone* dalla raccolta dati regionale sono emersi alcuni quantitativi limitati di carbone utilizzati per lo più presso stufe di tipo domestico;
- *consumi finali di gas* si intende i consumi finali di gas al netto dei quantitativi utilizzati per la trasformazione presso le centrali di teleriscaldamento.

Nella tabella a seguire si riporta per ciascuna voce quanto rilevato nei bilanci energetici regionali:

BER - CONSUMI FINALI LORDI TERMICI CFL - C e CFL - T											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]
CFL - C e CFL - T	4070	4034	3823	3768	3667	3609					
- DI CUI DA FONTE FOSSILE	3732	3517	3292	3229	3130	3061					
CALORE DERIVATO DA FONTE FOSSILE	15	15	13	13	14	38					
OLIO COMBUSTIBILE	33	20	17	12	9	4					
GASOLIO	1979	1848	1735	1695	1672	1632					
GPL	308	270	259	254	233	228					
BENZINE	399	384	346	320	306	304					
KEROSENE	4	3	2	2	1	1					
CARBOTURBO	7	7	5	8	8	7					
CARBONE	1	1	0	0	0	0					
GAS NATURALE	987	970	913	925	886	847					
- DI CUI DA FONTE ENERGETICA RINNOVABILE	338	517	531	539	537	548					
CALORE DERIVATO DA FONTE RINNOVABILE	36	51	58	62	54	61					
CONSUMI FINALI DI ENERGIA DA FER (produzioni da FER C)	302	466	474	477	483	488					

TABELLA 38: CFL TERMICO NEI BER - riepilogo dei consumi finali termici totali comprensivi dei trasporti

Le fonti termiche che presentano maggiori consumi (comprensivi dei consumi del settore trasporti) sono il gasolio, il gas naturale e a seguire le fonti rinnovabili costituite principalmente dalla biomassa.

Dal 2010 al 2015 si assiste ad una riduzione di consumi diretti di gasolio del 17,5% e gas naturale del 14,1% e un incremento di consumo termico da rinnovabile mediamente del 62%.

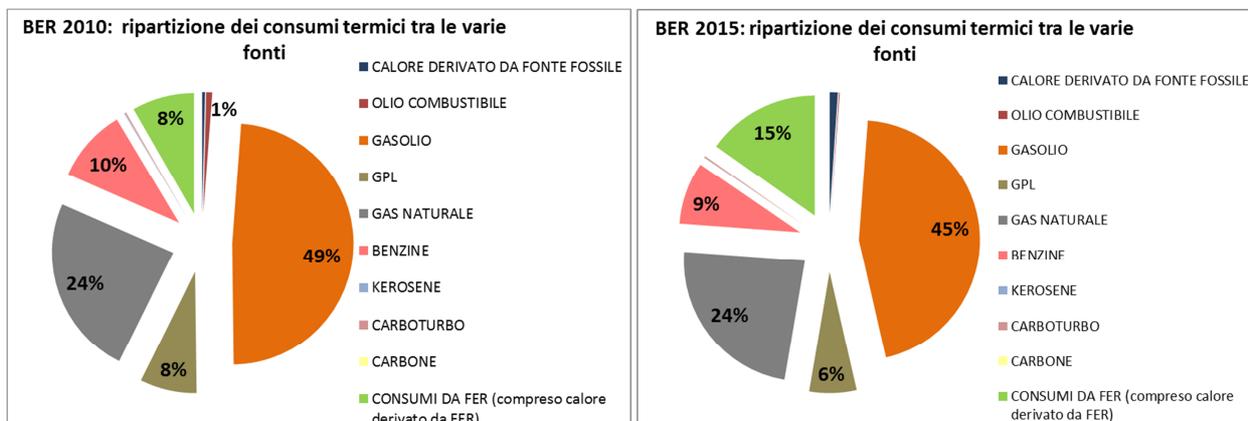


FIGURA 121: MONITORAGGIO CFL TERMICO – distribuzione percentuale nei BER al 2010 e al 2015 dei consumi termici totali da fonti fossili e rinnovabili.

I consumi finali lordi riportati nei BER confrontati con quanto trasmesso da GSE/ENEA in applicazione della metodologia di Burden Sharing, presentano in generale per quasi tutti i vettori, in particolare per gli anni 2014 e 2015, delle differenze non marcate, dovute soprattutto allo scambio di informazioni tra Regione e Enea nell'ambito dei tavoli di lavoro del Burden Sharing.

Si riporta quindi a seguire il confronto delle singole voci che compongono il consumo finale lordo con quanto rilevato nei BER e quanto trasmesso da GSE/ENEA al fine anche di evidenziare i vettori energetici che presentano ancora degli scostamenti tra BER e dati Enea.

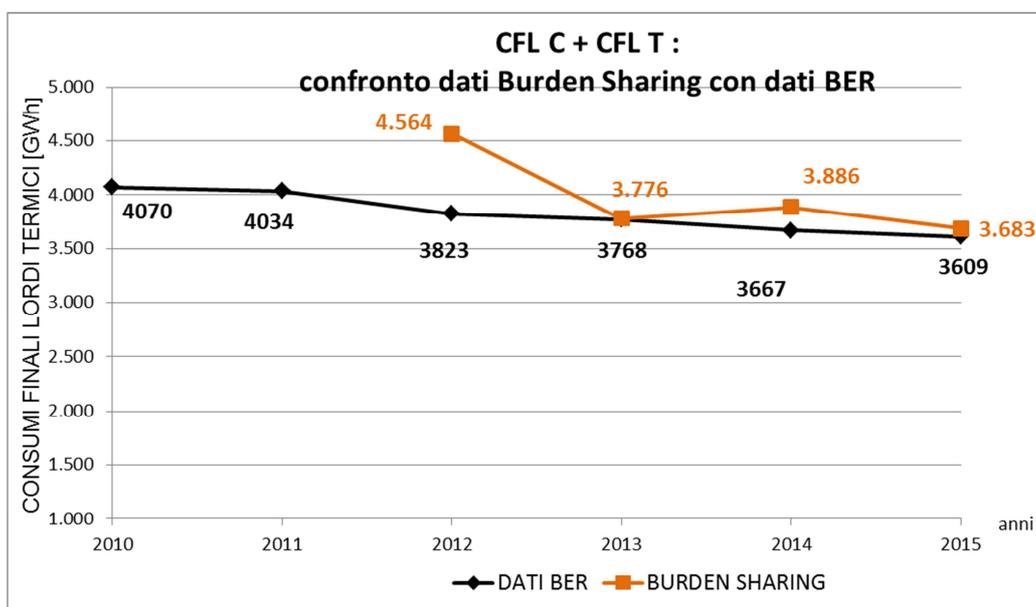


FIGURA 122: MONITORAGGIO CFL-C e CFL T– confronto tra quanto fornito da GSE/Enea in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto presente nei bilanci energetici.

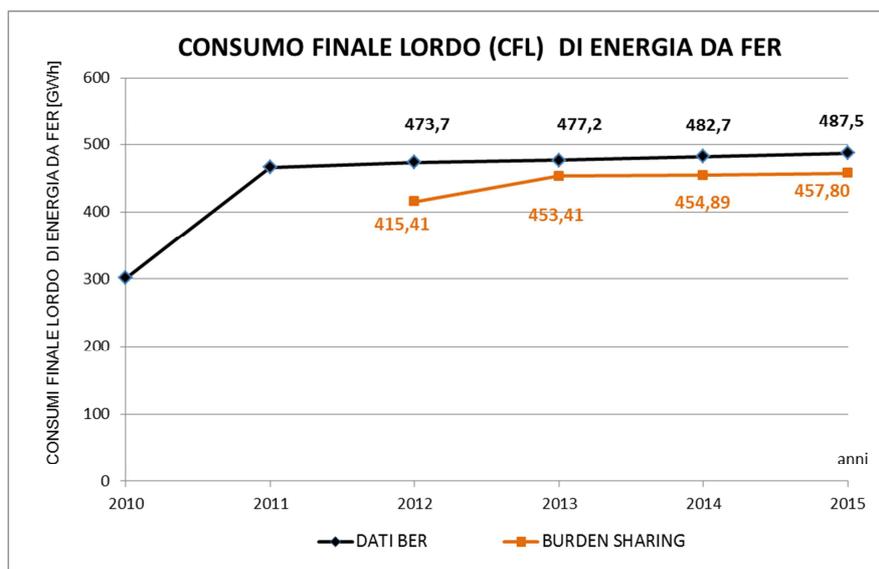


FIGURA 123: CONFRONTO CFL da FER : confronto tra quanto fornito da GSE/Enea (schede metodologiche A1-A8 di Burden Sharing) in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto rilevato nei bilanci energetici.

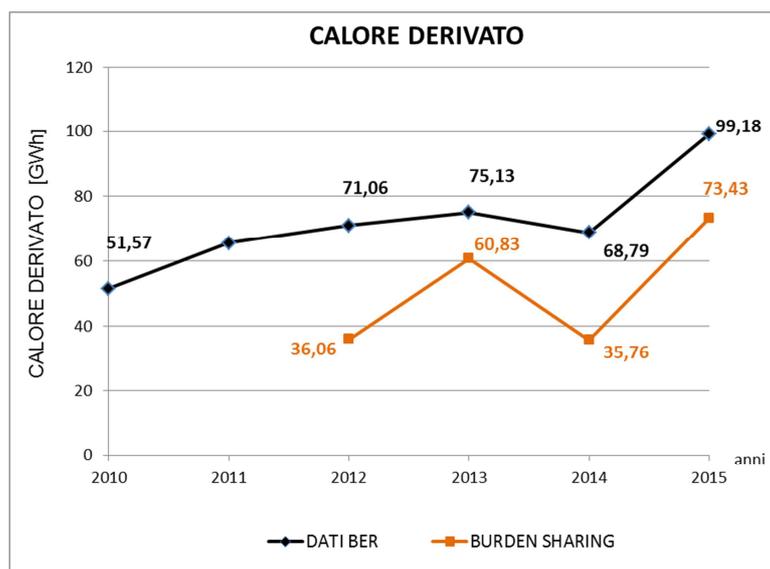


FIGURA 124: CONFRONTO CFL –CALORE DERIVATO (sia da fer che da fossile)– confronto tra quanto fornito da GSE/Enea (scheda metodologica D di Burden Sharing) in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto rilevato nei bilanci energetici.

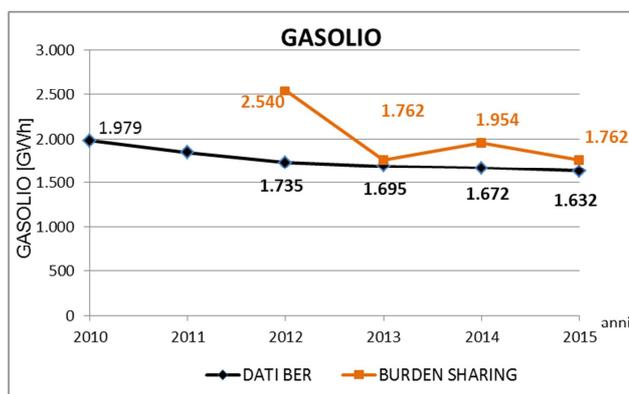
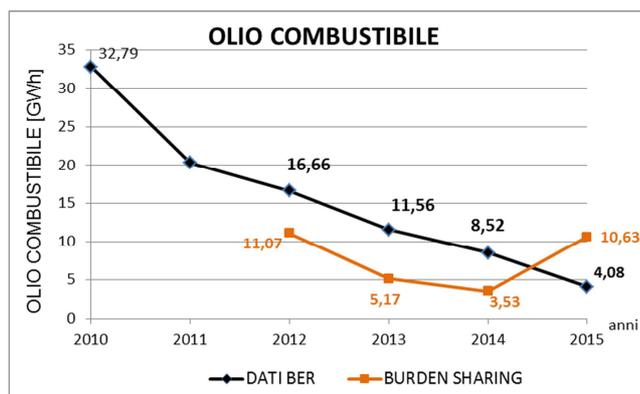


FIGURA 125: CONFRONTO CFL –OLIO COMBUSTIBILE E GASOLIO - confronto tra quanto fornito da GSE/Enea (schede metodologiche G1 e G8 di Burden Sharing) in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto rilevato nei bilanci energetici.

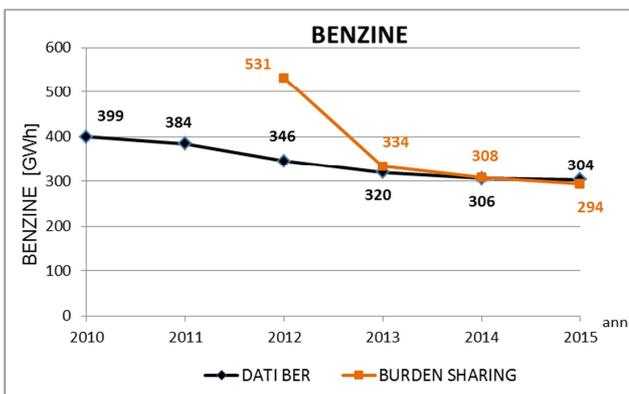
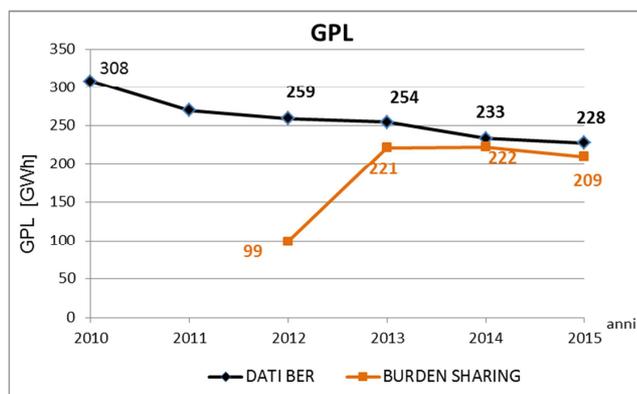


FIGURA 126: CONFRONTO CFL –GPL E BENZINE - confronto tra quanto fornito da GSE/Enea (schede metodologiche G3 e G4 di Burden Sharing) in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto rilevato nei bilanci energetici.

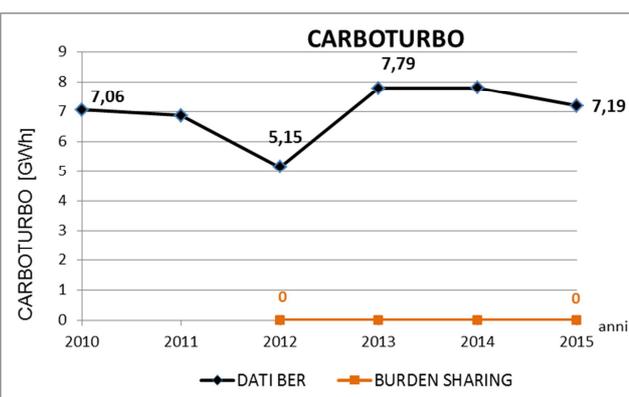
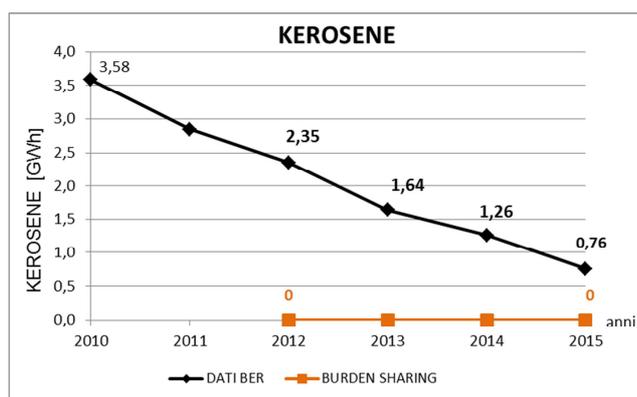


FIGURA 127: CONFRONTO CFL –KEROSENE E CARBOTURBO - confronto tra quanto fornito da GSE/Enea (schede metodologiche G6 e G7 di Burden Sharing) in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto rilevato nei bilanci energetici.

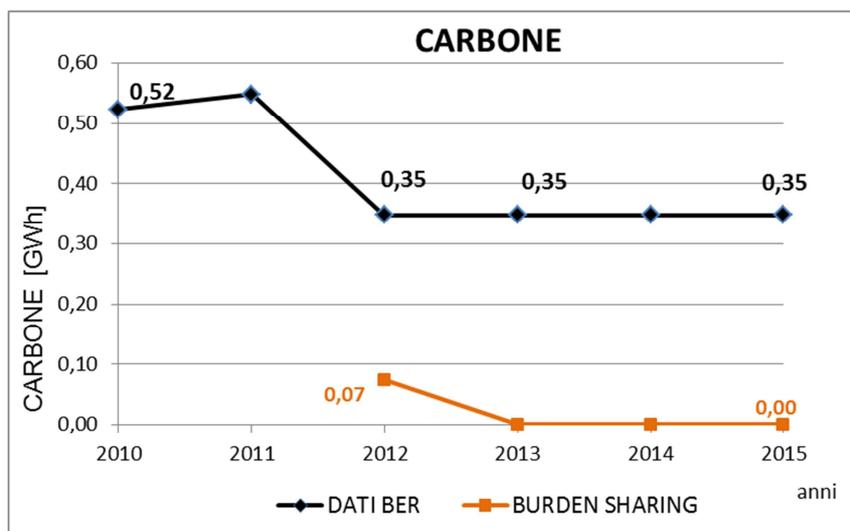


FIGURA 128: CONFRONTO CFL –CARBONE - confronto tra quanto fornito da GSE/Enea (schede metodologiche H1-H5 di Burden Sharing) in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto rilevato nei bilanci energetici.

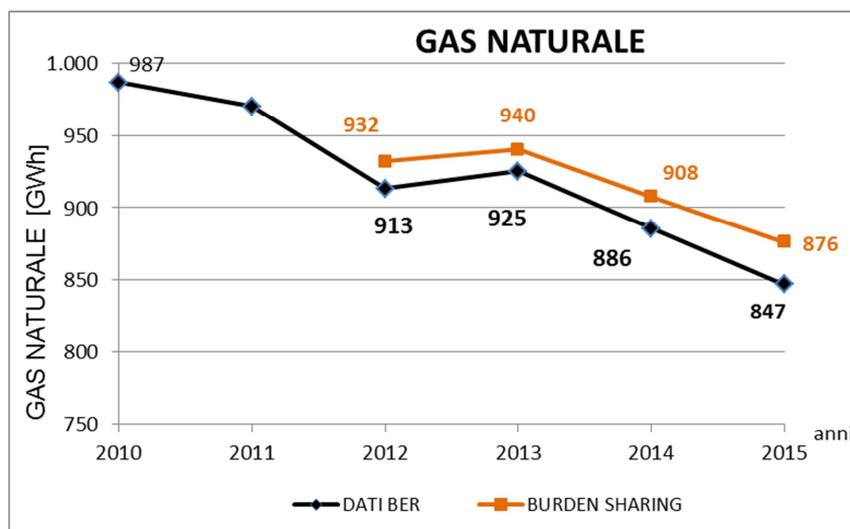


FIGURA 129: CONFRONTO CFL –GAS NATURALE- confronto tra quanto fornito da GSE/Enea (scheda metodologica II di Burden Sharing) in applicazione della metodologia di Burden Sharing e quanto rilevato nei bilanci energetici.

Nell'ambito del monitoraggio dei consumi finali lordi deve essere effettuata una distinzione tra due importanti "gruppi di consumi", CFL – C termici destinati al settore civile, agricolo e industriale e ai consumi termici del settore trasporti CFL – T in quanto questi presentano andamenti correlati a fattori differenti .

CONSUMI FINALI LORDI TERMICI CFL - C e CFL - T												
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		[GWh]										
SCENARIO DI PIANO	CFL - C (al netto dei trasporti)	2631	2638	2659	2675	2688	2701	2717	2734	2750	2768	2787
	- DI CUI DA FONTE FOSSILE	2305	2289	2306	2319	2328	2325	2330	2340	2348	2364	2376
	- DI CUI DA FONTE RINNOVABILE	326	349	353	356	360	376	387	394	402	405	412
	CFL - T	2709	2715	2720	2726	2731	2737	2742	2747	2753	2758	2764
BER	CFL - C (al netto dei trasporti)	2725	2736	2630	2628	2520	2459					
	- DI CUI DA FONTE FOSSILE	2387	2219	2098	2089	1983	1911					
	- DI CUI DA FONTE RINNOVABILE	338	517	531	539	537	548					
	CFL - T	1345	1298	1193	1140	1146	1151					
Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	CFL - C (al netto dei trasporti)	94	99	-29	-47	-168	-243					
	- DI CUI DA FONTE FOSSILE	82	-70	-208	-230	-345	-415					
	- DI CUI DA FONTE RINNOVABILE	12	168	178	183	177	172					
	CFL - T	-1364	-1417	-1527	-1585	-1585	-1586					
NUOVO SCENARIO	CFL - C (al netto dei trasporti)						2459	2444	2472	2435	2402	2365
	- DI CUI DA FONTE FOSSILE						1911	1887	1889	1844	1802	1759
	- DI CUI DA FONTE RINNOVABILE						548	557	584	592	600	606
	CFL - T						1151	1156	1162	1168	1174	1180

TABELLA 39: MONITORAGGIO CFL TERMICO - riepilogo dei consumi finali lordi distinti tra CFL-C e CFL - T, confronto tra scenario di piano, BER e indicazione di nuovo scenario

Come riportato nei grafici a seguire, per quanto riguarda i **CONSUMI FINALI LORDI TERMICI TRASPORTI (CFL – T)** questi presentano differenze marcate tra quanto rilevato nei BER e quanto riportato nel PEAR. Nei bilanci energetici ufficiali dell'Enea pubblicati fino all'anno 2008 sono stati da sempre attribuiti alla Regione Valle d'Aosta consumi particolarmente elevati al settore trasporti, che sono stati utilizzati nella redazione del PEAR in assenza di ulteriori analisi e approfondimenti del settore. Nel documento di PEAR sono inoltre stati fatti coincidere i consumi dello scenario libero e dello scenario di piano. Nell'ambito dei tavoli di lavoro del Burden Sharing l'Enea ha fornito valori di consumi per tale settore inferiori rispetto a quanto aveva riportato nei bilanci pubblicati al 2008.

Dal 2010 al 2015 è stato rilevato un incremento dei consumi termici per trasporti del 2,5% pari ad un incremento medio annuo del 0,5%, dovuto soprattutto ad un maggiore consumo di gasolio e in parte residua di GPL, per quanto riguarda le benzine invece il consumo si è ridotto.

Nella definizione del **NUOVO SCENARIO** per il periodo dal 2015 al 2020 è stato ipotizzato per ogni vettore un andamento pari alla media degli ultimi tre anni che generano un incremento medio annuo pari a circa il 0,4%.

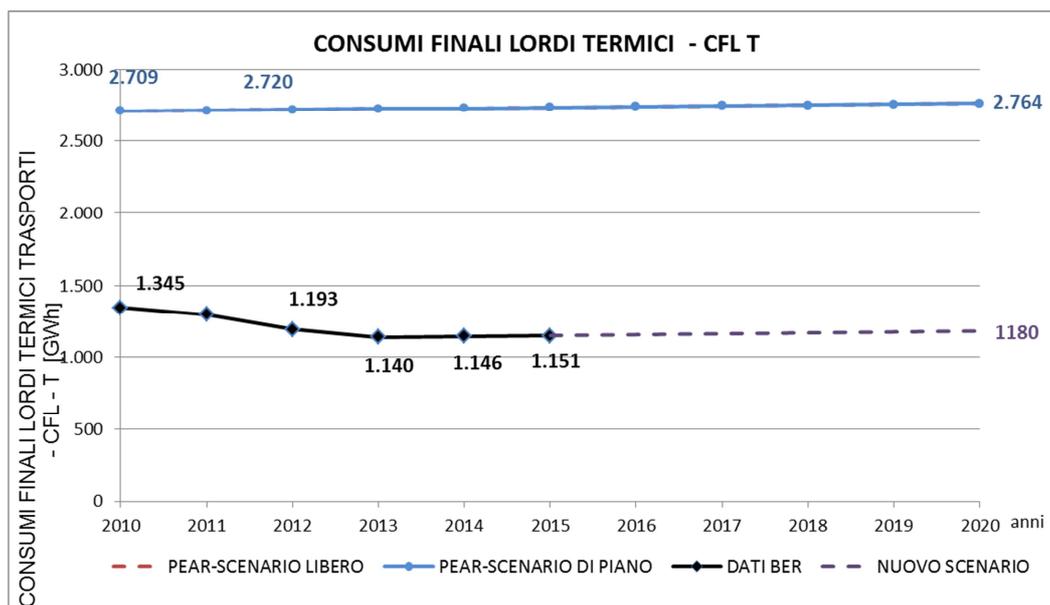


FIGURA 130: MONITORAGGIO CFL TERMICO – andamenti dei consumi da CFL- T termico nello scenario di piano, nello scenario libero, nei dati presenti nei BER e nel nuovo scenario

Per quanto riguarda il **CONSUMI FINALI LORDI TERMICI AL NETTO DEI TRASPORTI - CFL - C**, questi fino all'anno 2012 presentano differenze limitate rispetto a quanto presente nel PEAR, per poi ampliarsi negli anni a seguire.

Dal 2010 al 2015 i consumi finali lordi hanno presentato un decremento totale di circa il 10% pari a un decremento medio annuo del 1,9% .

Nella definizione del **NUOVO SCENARIO** per il periodo dal 2015 al 2020 è stato ipotizzato per ogni vettore un incremento e/o decremento medio pari a quello degli ultimi tre anni ed è stato inoltre considerata l'entrata in funzione del teleriscaldamento di Valtourneche al 2017 che dovrebbe generare conseguentemente una riduzione di consumi di gasolio e GPL e in parte anche di biomassa.

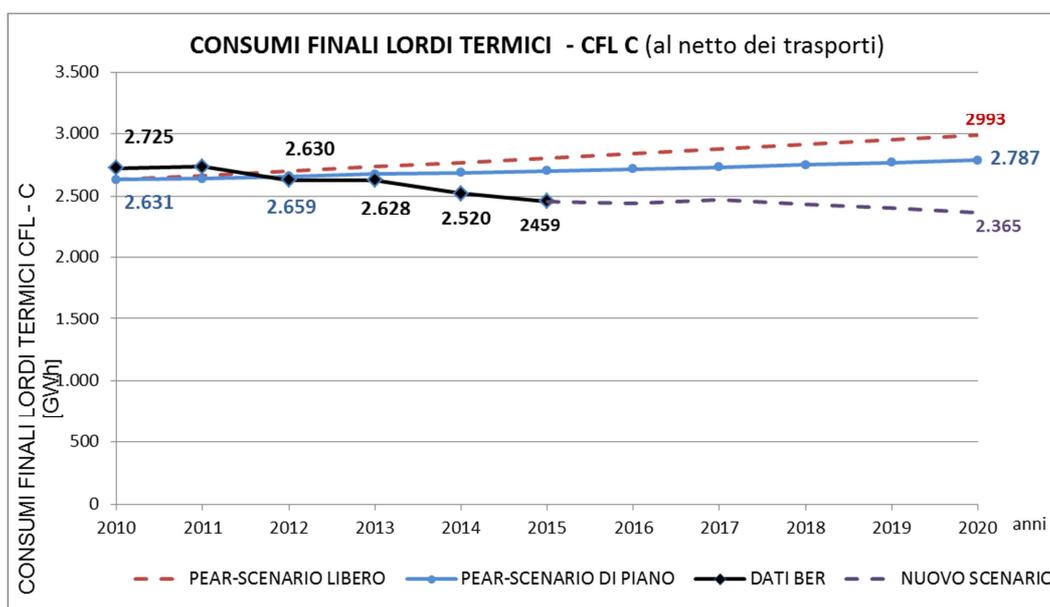


FIGURA 131: MONITORAGGIO CFL TERMICO – andamenti dei consumi da CFL- C termico nello scenario di piano, nello scenario libero, nei dati presenti nei BER e nel nuovo scenario

Gli andamenti dei CFL – C analizzati nel BER sono riepilogati per singolo vettore nella tabella a seguire che consente di avere un quadro completo dell'origine dei consumi termici sul territorio regionale dal 2010 al 2015 al netto dei trasporti. Si evidenzia che il CFL – C da rinnovabile coincide con la voce FER – C in quanto il calore prodotto coincide con il calore consumato.

BER - CONSUMI FINALI LORDI TERMICI CFL - C (al netto dei trasporti)											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	[GWh]										
CFL - C (al netto dei trasporti)	2725	2736	2630	2628	2520	2459					
- DI CUI DA FONTE FOSSILE	2387	2219	2098	2089	1983	1911					
CALORE DERIVATO DA FONTE FOSSILE											
OLIO COMBUSTIBILE	15	15	13	13	14	38					
GASOLIO	33	20	17	12	9	4					
GPL	1056	958	913	903	860	812					
KEROSENE	292	252	239	234	213	208					
CARBONE	4	3	2	2	1	1					
GAS NATURALE	1	1	0	0	0	0					
	987	970	913	925	886	847					
- DI CUI DA FONTE ENERGETICA RINNOVABILE	338	517	531	539	537	548					
SOLARE TERMICO	10	12	14	15	16	17					
BIOMASSE SOLIDE impianti presso gli utenti	281	443	445	447	450	452					
POMPE di CALORE quota rinnovabile	9	10	13	14	15	16					
BIOGAS: quota autoconsumata	2	3	3	1	3	3					
CALORE DERIVATO RINNOVABILE	36	51	58	62	54	61					

TABELLA 40: MONITORAGGIO CFL TERMICO (NETTO TRASPORTI) - suddivisione dei consumi finali lordi per vettore al netto dei trasporti

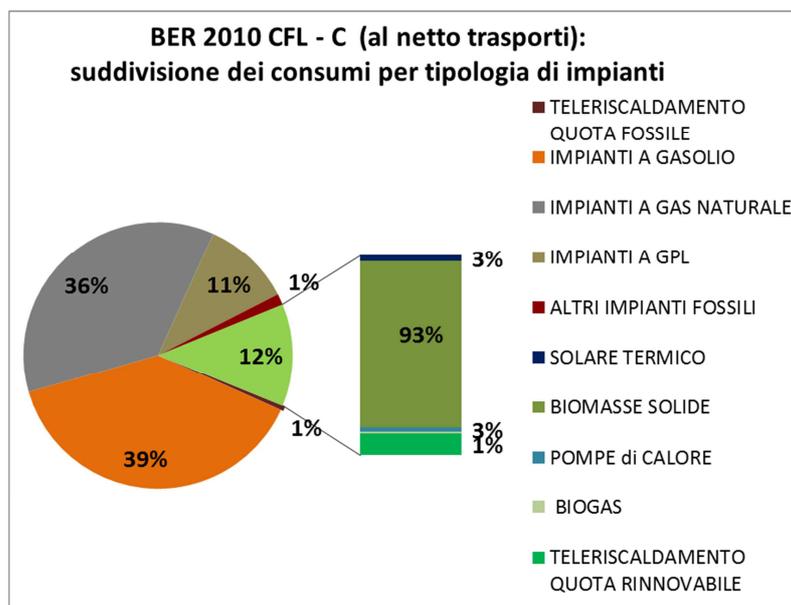


FIGURA 132: MONITORAGGIO CFL C TERMICO 2010 (NETTO TRASPORTI)– suddivisione percentuale dei consumi termici per tipologia di impianto al 2010

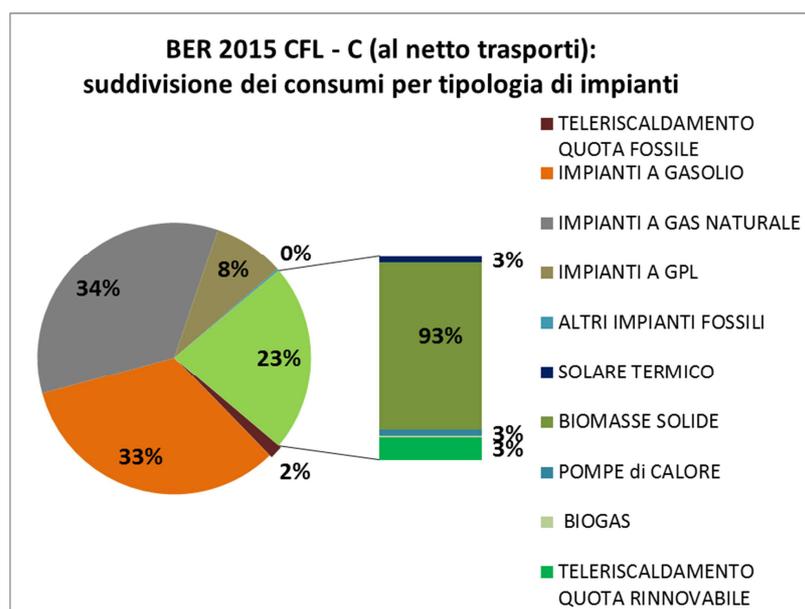


FIGURA 133: MONITORAGGIO CFL C TERMICO 2015 (NETTO TRASPORTI) – suddivisione percentuale dei consumi termici per tipologia di impianto al 2015

5.2.2.2 Consumi finali lordi elettrici (CFL – E)

Per consumi finali lordi di energia elettrica si intende la somma dei consumi finali netti, delle perdite di rete e degli ausiliari di produzione.

Dai dati rilevati nei BER relativi ai consumi finali netti emerge per gli anni 2010, 2011 e 2012 un incremento totale dei consumi dell'1%, mentre per gli anni 2013, 2014 e 2015 un decremento totale del 7%.

I consumi di energia elettrica rilevati sono dal 2013 al 2015 inferiori rispetto a quanto previsto nello scenario di piano del PEAR. Il calo dei consumi si è dovuto in particolare nel settore industria che costituisce

mediamente il 44% dei consumi di energia elettrica sul territorio regionale, riduzioni più lievi dei consumi si hanno anche nel settore domestico e terziario in coerenza con quanto avviene anche a livello nazionale .

Nel documento redatto da Terna “*Previsione della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario*” (31 dicembre 2015) emerge che a livello nazionale i consumi di energia elettrica rilevati dal 2011 fino al 2014 sono in flessione con un -1,9% del 2012 rispetto al 2011, -3% del 2013 rispetto al 2012 e -2,5% del 2014 rispetto al 2013. Si cita poi che “*Nel 2014 la flessione maggiore si è manifestata nei consumi elettrici del settore domestico (-4,1%); la componente industriale dei consumi ha fatto registrare una nuova flessione (-1,9%), seppure di minore ampiezza rispetto a quella registrata nel 2013. Si è infine registrata una ulteriore flessione dei consumi elettrici del settore terziario (-0,8%)...*”.

Nel documento si cita che una componente di rilievo del cambiamento strutturale dei consumi è costituita dagli effetti delle azioni volte all’efficienza energetica e che a livello nazionale è prevista un’inflessione inversa dovuta a vari fattori definiti con il termine “*elettrificazione della domanda*” in quanto si ipotizza l’ampliamento delle applicazioni dell’elettricità in settori quali trasporti e raffrescamento e/o riscaldamento. Il documento contiene poi elaborazioni di uno scenario base e uno scenario di sviluppo per le diverse aree geografiche del territorio italiano che prevedono per le aree del Nord uno scenario base costituito da un incremento di consumo medio annuo per il periodo 2014-2025 del 0,6% e uno scenario di sviluppo con un incremento medio annuo per lo stesso periodo del 1,5%.

Nel **NUOVO SCENARIO** , in coerenza con quanto riportato nel documento sopra citato e con quanto presente nel PEAR si ipotizza un incremento dei consumi per il periodo 2015 -2020 del 0,9%.

Nella tabella e grafico a seguire il confronto tra quanto rilevato nel BER e riportato nel PEAR è relativo al consumo finale netto.

CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA (netti)											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	[GWh]										
SCENARIO DI PIANO	953	952	947	957	958	967	970	974	979	981	982
BER	953	962	963	944	890	876					
Δ (BER - SCENARIO DI PIANO)	0	9	16	-13	-68	-91					
NUOVO SCENARIO						876	896	897	897	897	897

Tabella 41: MONITORAGGIO CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA – andamento consumi di energia elettrica netti

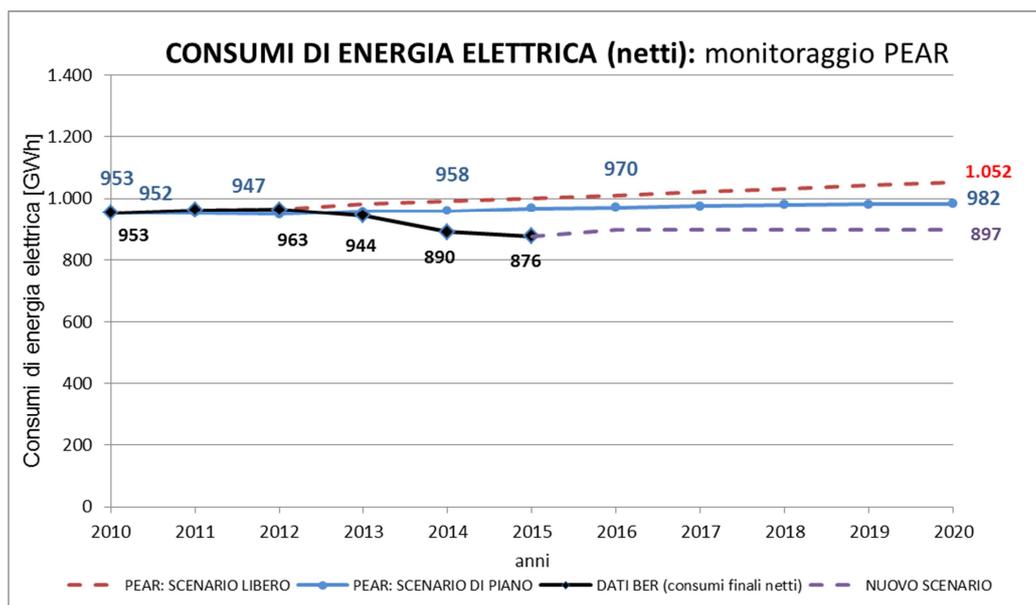


FIGURA 134: MONITORAGGIO CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA – confronto andamento dei consumi di energia elettrica netti

La metodologia di **Burden Sharing** prevede che per il calcolo del consumo finale lordo vengano sommati al consumo finale netto anche le perdite e gli ausiliari della produzione come riportato nella tabella a seguire.

BER - CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA ELETTRICA											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]
CONSUMI FINALI NETTI	953	962	963	944	890	876					
PERDITE	182	190	160	161	187	166					
AUSILIARI DELLA PRODUZIONE	41	35	40	46	41	43					
TOTALE CONSUMI FINALI LORDI	1.176	1.187	1.163	1.151	1.118	1.085					

Tabella 42: MONITORAGGIO CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA – andamento consumi finali lordi di energia elettrica

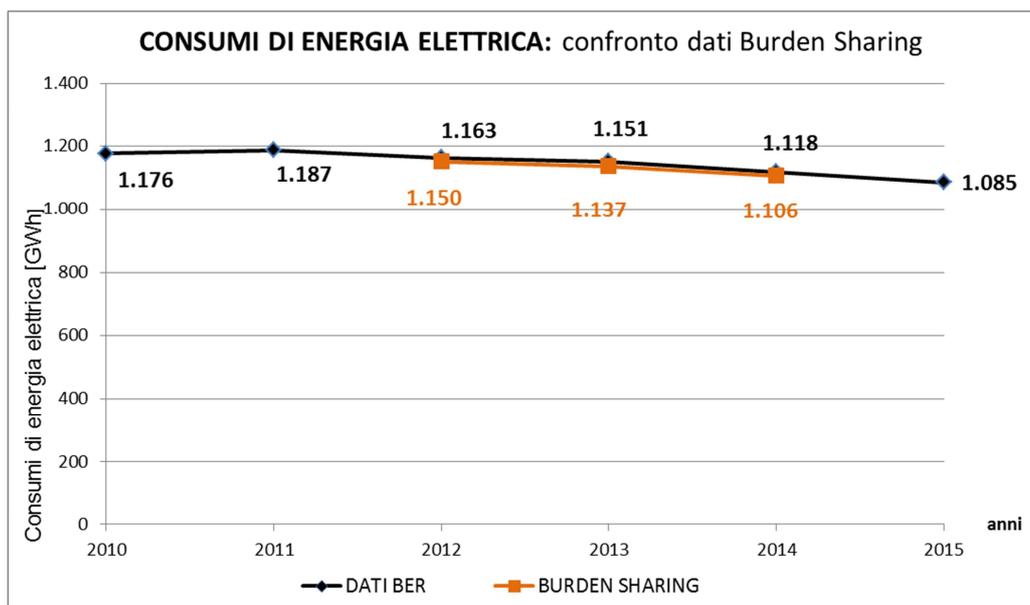


FIGURA 135: MONITORAGGIO CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA – confronto andamento dei consumi di energia elettrica tra metodologia di Burden Sharing e consumi finali lordi BER.

5.2.3 FOCUS PRODUZIONE E EXPORT ENERGIA ELETTRICA

La produzione di energia elettrica avviene prevalentemente da fonte energetica rinnovabile (come riportato nel capitolo 5.2.3 – Produzione di energia rinnovabile - FER E) ma anche da una quota, seppure inferiore, di fonte fossile. Nel presente paragrafo si riportano i dati **totali di produzione di energia elettrica** con dettagliato in particolare la quota proveniente da fonte fossile e confrontati con gli andamenti previsti nello scenario di piano e nello scenario libero.

		TOTALE PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA										
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]
SCENARIO DI PIANO	FORNTE RINNOVABILE (FER - E)	2.915	2.728	3.055	2.946	2.967	2.989	3.007	3.023	3.040	3.056	3.076
	FORNTE FOSSILE (cogenerazione)	0	0	2	2	30	34	34	35	44	45	46
	TOTALE ENERGIA ELETTRICA	2.915	2.728	3.057	2.949	2.997	3.022	3.041	3.058	3.084	3.101	3.122
BER	FORNTE RINNOVABILE (FER - E)	2.955	2.765	3.091	3.570	3.469	3.504					
	FORNTE FOSSILE (cogenerazione)	5	2	2	0	0	3					
	TOTALE ENERGIA ELETTRICA	2.960	2.767	3.092	3.570	3.469	3.507					
NUOVO SCENARIO	TOTALE ENERGIA ELETTRICA						3.507	3.295	3.322	3.348	3.375	3.401

TABELLA 43: MONITORAGGIO PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA - riepilogo produzioni di energia elettrica, confronto tra scenario di piano e BER

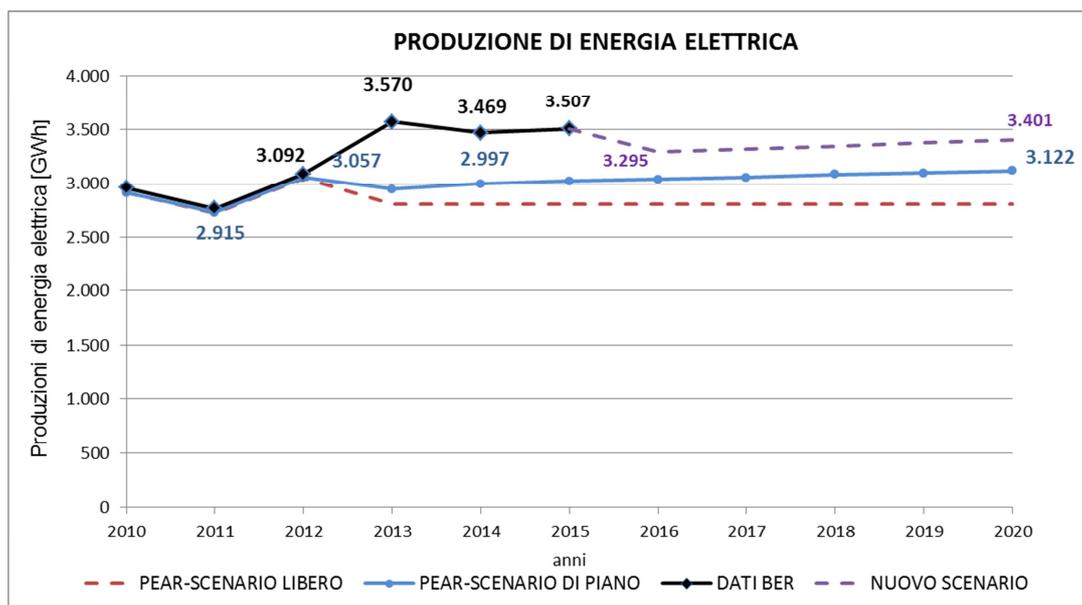


FIGURA 136: MONITORAGGIO PRODUZIONI DI ENERGIA ELETTRICA – confronto andamento della produzioni di energia elettrica

La quota principale di produzione è costituita dalla fonte rinnovabile in particolare idroelettrica come riportato nel capitolo precedente. La fonte fossile costituisce una parte marginale della produzione in quanto non sono presenti sul territorio impianti termoelettrici finalizzati alla sola produzione di energia elettrica. Gli impianti ove sono presenti cogeneratori alimentati a fonte fossile sono principalmente finalizzati alla sola produzione di energia termica, ne è ad esempio l'impianto della centrale di teleriscaldamento Aosta ove l'energia elettrica dei cogeneratori viene quasi interamente utilizzata per alimentare la pompa di calore e solo una parte residua viene immessa in rete.

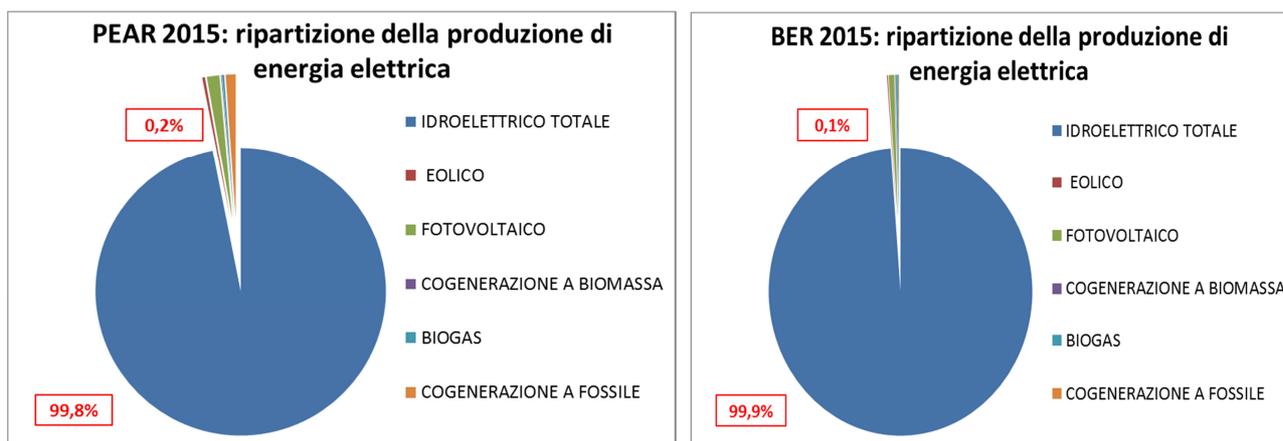


FIGURA 137: MONITORAGGIO PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA: ripartizione della produzione di energia elettrica tra le varie fonti - confronto tra quanto rilevato nei BER e quanto indicato nel PEAR al 2015

Una parte rilevante dell'energia elettrica prodotta sul territorio regionale viene esportata in quanto mediamente solo circa il 30% viene consumato. Si confrontano i quantitativi di export di energia elettrica secondo quanto riportato nel PEAR e quanto rilevato nei BER:

EXPORT DI ENERGIA ELETTRICA												
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		[GWh]										
SCENARIO DI PIANO	TOTALE PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	2.915	2.728	3.057	2.949	2.997	3.022	3.041	3.058	3.084	3.101	3.122
	TOTALE CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA	953	952	947	957	958	967	970	974	979	981	982
	TOTALE EXPORT DI ENERGIA ELETTRICA	1.962	1.776	2.110	1.992	2.039	2.055	2.071	2.084	2.106	2.120	2.139
BER	TOTALE PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	2.960	2.767	3.092	3.570	3.469	3.507	3.295	3.322	3.348	3.375	3.401
	TOTALE CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA	1.176	1.187	1.163	1.151	1.118	1.085	1.094	1.094	1.094	1.095	1.095
	TOTALE EXPORT DI ENERGIA ELETTRICA	1.784	1.581	1.930	2.420	2.350	2.422					
NUOVO SCENARIO	TOTALE EXPORT DI ENERGIA ELETTRICA						2.422	2.202	2.228	2.254	2.281	2.307

TABELLA 44: MONITORAGGIO EXPORT ENERGIA ELETTRICA - riepilogo export energia elettrica, confronto tra scenario di piano e BER

Nei bilanci energetici regionali visto l'incremento della produzione di energia elettrica e la riduzione dei consumi si ha un incremento delle esportazioni di energia elettrica rispetto a quanto previsto nello scenario di Piano come riportato nel grafico a seguire.

Si evidenzia che per il calcolo dell'export di energia elettrica (differenza tra totale produzione e consumi) nel PEAR, si era tenuto conto dei consumi netti di energia elettrica e non dei consumi lordi (consumi netti + perdite di rete + servizi ausiliari) come invece riportati anche nei BER. Tale differente approccio metodologico comporta delle discordanze di dati di export tra PEAR e BER come è evidente per gli anni 2010 – 2011 e 2012 .

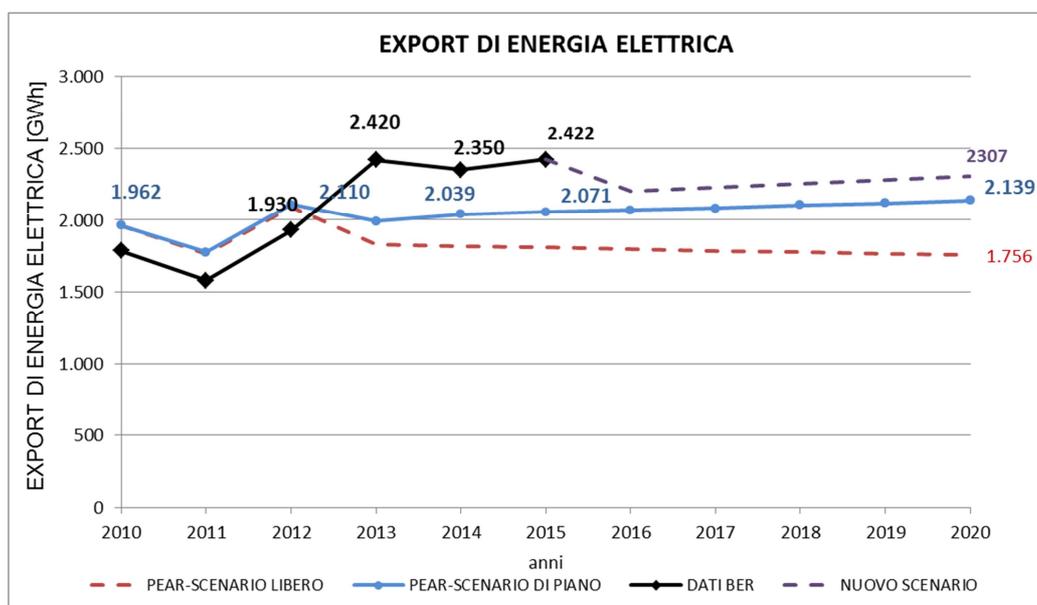


FIGURA 138: MONITORAGGIO EXPORT DI ENERGIA ELETTRICA – confronto andamento dell'export di energia elettrica

5.3 INDICI ENERGETICI

Nel presente capitolo si riportano i principali indicatori energetici che consentono di mettere in rapporto i consumi energetici analizzati con altri parametri territoriali. Nel documento di monitoraggio del PEAR tra gli indicatori di contesto (cfr. capitolo 1.1 paragrafo I, I.2 “indicatori di contesto energetici”) a pagina 7 e 8, si richiede di analizzare i seguenti indicatori di contesto energetici quali:

- consumi energetici per settore e per vettore (analizzati nell’ Allegato I – relazione di BER al capitolo 3);
- **consumi per abitante** (analizzati nel presente paragrafo);
- produzione di energia da fonte energetica rinnovabile (analizzata nel capitolo 5.2.1);
- **intensità energetica** (analizzati nel seguente paragrafo);
- **emissioni di CO₂** sono state analizzate nei capitoli relativi ai singoli vettori (capitolo 5.2 e 5.2).

Tali indici energetici sono stati analizzati sempre per il periodo dal 2010 al 2015

CONSUMI PER ABITANTE

I consumi per abitante sono stati calcolati come rapporto tra il numero di abitanti residenti [n.] indicati nelle statistiche ISTAT e il consumo finale lordo [GWh] analizzato ni capitolo precedenti comprensivo anche dei consumi nei trasporti. Si specifica inoltre che i consumi energetici sul territorio regionale sono caratterizzati anche da una rilevante presenza turistica, il valore quindi di consumo per abitante che emerge comprende anche tali consumi e per tale ragione ha dei valori particolarmente elevati (mediamente 37.000 kWh/anno ad abitante) e maggiori rispetto a quanto calcolato a livello nazionale. L’andamento dei consumi per abitante è comunque in continua decrescita in coerenza con quanto avviene a livello nazionale.

CONSUMO PER ABITANTE											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	[kWh ad abitante]										
REGIONALE	40.907	41.231	38.996	38.249	37.297	36.865					
NAZIONALE	25.570	25.101	24.753	23.697	22.683	23.328					

TABELLA 45: INDICI ENERGETICI - consumo per abitante

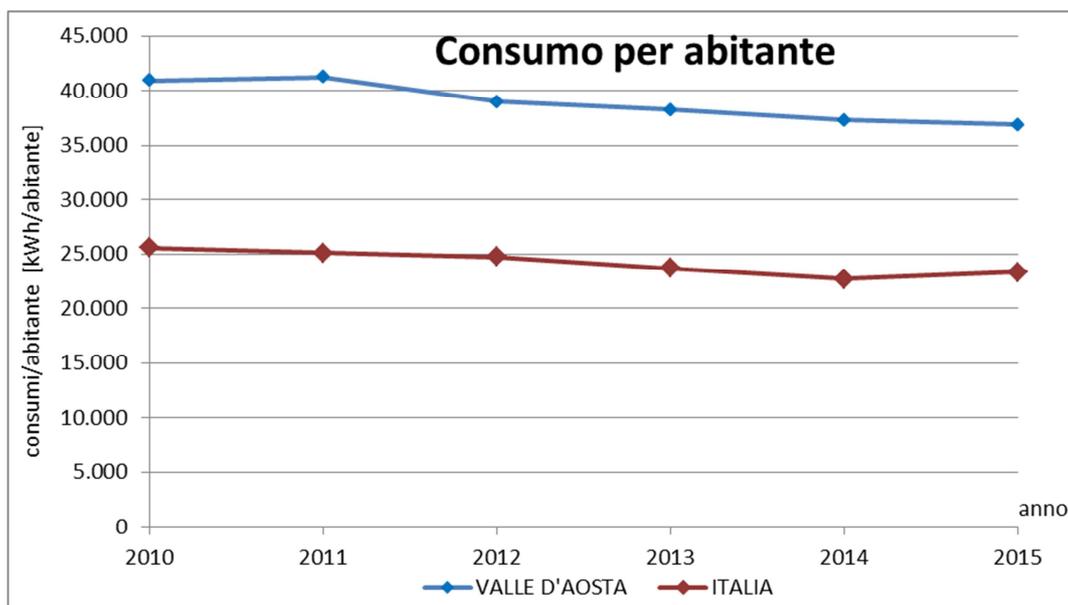


FIGURA 139: INDICI ENERGETICI – CONSUMO PER ABITANTE confronto tra andamento regionale e nazionale.

INTENSITA' ENERGETICA

Per intensità energetica si intende la quantità di energia impiegata per realizzare un'unità di reddito prodotto (PIL) ovvero la quantità di energia necessaria per 1€ di PIL. L'intensità energetica viene quindi calcolata come unità di energia diviso il prodotto interno lordo (PIL) e in generale alte intensità di energia indicano un alto consumo (e relativo costo) del convertire l'energia in PIL mentre basse intensità di energia indicano un minore prezzo (e costo) del convertire l'energia in PIL. In generale tanto più basso è il valore dell'intensità energetica tanto più aumenta l'efficienza energetica della economia interessata anche se l'efficienza energetica non è l'unica variabile che influenza l'intensità, vi sono infatti altri fattori, quali le condizioni climatiche, i cambiamenti nella struttura economica ed industriale, gli stili di vita che hanno un impatto sull'andamento di questo indicatore. Quindi una riduzione dell'intensità energetica non sempre e non solo indica un miglioramento dell'efficienza energetica.

Nel presente paragrafo viene analizzata l'intensità energetica finale calcolata come rapporto tra i consumi finali complessivi e il PIL.

INTENSITA' ENERGETICA												
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
REGIONALE	INTENSITA' ENERGETICA [tep/PIL]	95,53	93,42	88,50	91,38	88,87	88,46					
	- di cui PIL [milioni di € a prezzi correnti]	4.512	4.583	4.634	4.417	4.394	4.384					
	- di cui CONSUMO FINALE [tep]	431.022	428.150	410.163	403.638	390.461	387.778					
NAZIONALE	INTENSITA' ENERGETICA [tep/PIL]	86,37	82,38	79,26	78,89	73,85	75,43					
	- di cui PIL [milioni di € a prezzi correnti]	1.604.515	1.637.463	1.613.265	1.604.599	1.621.827	1.645.440					
	- di cui CONSUMO FINALE [tep]	138.584.000	134.901.000	127.860.000	126.587.000	119.769.000	124.109.000					

TABELLA 46: INDICI ENERGETICI - intensità energetica

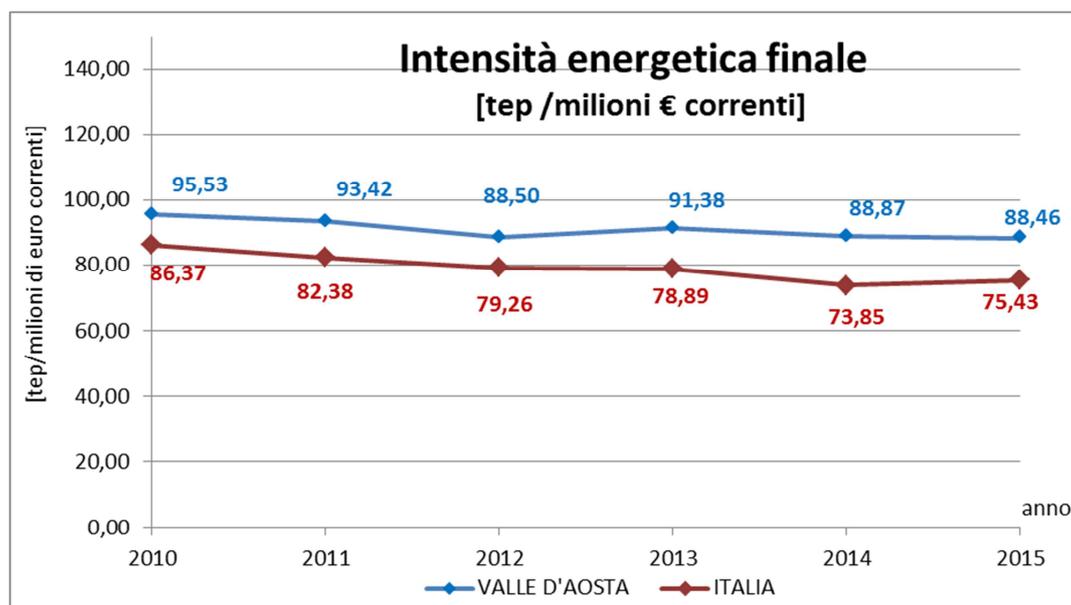


FIGURA 140: INDICI ENERGETICI – INTENSITA' ENERGETICA FINALE confronto tra andamento regionale e nazionale.

L'intensità energetica a livello regione dal 2010 al 2015 è in continua decrescita e presenta dei valori superiori rispetto a quanto calcolato a livello nazionale.

6. VERIFICA DEGLI OBIETTIVI DI PEAR

Nel PEAR sono stati individuati tre obiettivi da raggiungere al 2020 come riportato quali:

- 1) obiettivo di Burden Sharing;
- 2) obiettivo di riduzione dei consumi energetici;
- 3) obiettivo di riduzione della CO₂.

analizzati nei capitoli a seguire in funzione di quanto rilevato nei bilanci energetici regionali e quanto prevede la metodologia di Burden Sharing.

6.1 OBIETTIVO DI BURDEN SHARING

L'obiettivo di Burden Sharing segue, nella sua definizione, la metodologia espressamente delineata nel DM 11 maggio 2015 e pertanto, per la verifica del raggiungimento dello stesso si fa riferimento ai dati ufficiali trasmessi da GSE/ENEA. Come evidenziato nella tabella sotto riportata, il GSE ha elaborato i dati per le singole regioni fino al 2015. L'obiettivo risulta ampiamente raggiunto e lo scostamento risente in modo positivo delle rivalutazioni al ribasso effettuate dal GSE/ENEA sui dati inizialmente attribuiti alla Valle d'Aosta, in particolare relativamente ai principali prodotti petroliferi, sulla base dei dati derivanti dalla raccolta dati a livello regionale effettuata dagli uffici regionali competenti in collaborazione con il COA energia.

OBIETTIVO DI BURDEN SHARING												
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
SCENARIO DI PIANO	FER [GWh]	3.241	3.077	3.408	3.302	3.327	3.365	3.394	3.417	3.442	3.461	3.488
	CFL [GWh]	6.290	6.305	6.327	6.357	6.377	6.405	6.430	6.456	6.482	6.508	6.534
	FER/CFL [%]	51,5%	48,8%	53,9%	51,9%	52,2%	52,5%	52,8%	52,9%	53,1%	53,2%	53,4%
RILEVAZIONI TRASMESSE DA GSE / ENEA	FER [GWh]	-	-	3.570	3.730	3.723	3.807					
	CFL [GWh]	-	-	5.714	4.913	4.992	4.745					
	FER/CFL [%]	-	-	62,5%	75,9%	74,6%	80,2%					
OBIETTIVO DI BURDEN SHARING PREVISTO DAL DM 15/03/2012				51,8%		51,0%		50,7%		51,0%		52,1%

TABELLA 47: OBIETTIVO DI BURDEN SHARING - confronto rilevazioni scenario di piano con dati trasmessi da GSE/ENEA e con obiettivi di Burden Sharing

Lo scenario di piano del PEAR prevedeva quindi dal 2010 al 2020 un incremento totale delle FER del 8% che corrisponde ad un incremento medio annuo del 0,8% e un incremento dei consumi di circa il 4% che corrisponde ad un incremento medio annuo del 0,4%.

Si specifica che le stime riportate nel PEAR si erano basate sui dati di consumo di prodotti petroliferi coerenti con quanto attribuito a livello nazionale. Al momento della redazione del PEAR, erano infatti ancora in corso i tavoli di confronto con il GSE e le rivalutazioni basate sulla raccolta dati regionale non erano ancora state definite.

OBIETTIVO DI BURDEN SHARING (SCOSTAMENTI)											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Δ – scostamento (rilevazioni GSE/ENEA - obiettivo BS)			10,7%	24,1%	23,6%	80,2%					
Δ – scostamento (rilevazioni GSE/ENEA - obiettivo PEAR)			8,6%	24,0%	22,4%	27,7%					

TABELLA 48: OBIETTIVO DI BURDEN SHARING - confronto tra rilevazioni GSE/ENEA con obiettivi di Burden Sharing e con obiettivo di PEAR.

Sul portale del GSE di accesso pubblico nella sezione monitoraggio delle regioni (<https://www.gse.it/dati-e-scenari/monitoraggio-fer/monitoraggio-regionale/Aosta>) vengono riportate le rilevazioni effettuate da GSE/ENEA per la regione con indicati i dati di FER e CFL e la verifica del raggiungimento dell'obiettivo come riportate nella tabella e grafico a seguire. l'obiettivo risulta raggiunto e superato.

	2012	2013	2014	2015
CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (escluso il settore Trasporti)	307	321	320	327
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (settore Elettrico)	268	277	278	282
Idraulica (normalizzata)	266	274	275	278
Eolica (normalizzata)	0	0	0	0
Solare	2	2	2	2
Geotermica	0	0	0	0
Biomasse solide	0	0	0	0
Biogas	1	1	1	1
Bioliquidi sostenibili	0	0	0	0
Consumi finali di energia da FER (settore Termico)	36	39	39	39
Energia geotermica	0	0	0	0
Energia solare termica	1	1	2	2
Frazione biodegradabile dei rifiuti	0	0	0	0
Energia da biomasse solide nel settore residenziale	32	35	34	33
Energia da biomasse solide nel settore non residenziale	0	1	2	3
Energia da bioliquidi	0	0	0	0
Energia da biogas e biometano immesso in rete	0	0	0	0
Energia rinnovabile da pompe di calore	2	2	2	2
Calore derivato prodotto da fonti rinnovabili (settore Termico)	3	5	3	6
CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA	491	423	429	408
Consumi finali di energia da FER (settore termico)	36	39	39	39
Consumi finali lordi di calore derivato	3	5	3	6
Consumi finali lordi di energia elettrica	99	98	95	91
Consumi finali della frazione non biodegradabile dei rifiuti	0	0	0	0
Consumi finali di prodotti petroliferi	274	200	214	196
Olio combustibile	1	0	0	1
Gasolio	218	152	168	152
GPL	8	19	19	18
Benzine	46	29	26	25
Coke di petrolio	0	0	0	0
Distillati leggeri	0	0	0	0
Carboturbo	0	0	0	0
Gas di raffineria	0	0	0	0
Consumi finali di carbone e prodotti derivati	0	0	0	0
Carbone	0	0	0	0
Lignite	0	0	0	0
Coke da cokeria	0	0	0	0
Gas da cokeria	0	0	0	0
Coke di gas da altoforno	0	0	0	0
Consumi finali di gas	80	81	78	75
Gas naturale	80	81	78	75
Altri gas	0	0	0	0

FIGURA 141: MONITORAGGIO BURDEN SHARING – consumi finali lordi di energia da FER e consumi finali lordi di energia calcolati da GSE/ENEA per la verifica di raggiungimento dell'obiettivo di Burden Sharing

	2012	2013	2014	2015
Dato rilevato (Consumi finali lordi di energia da FER / Consumi finali lordi di energia)	62,5%	75,9%	74,6%	80,2%
Obiettivi DM 15 marzo 2012 (decreto Burden sharing)	51,8%		51,0%	

Tabella 49: OBIETTIVO DI BURDEN SHARING – obiettivi per la Regione Valle d'Aosta

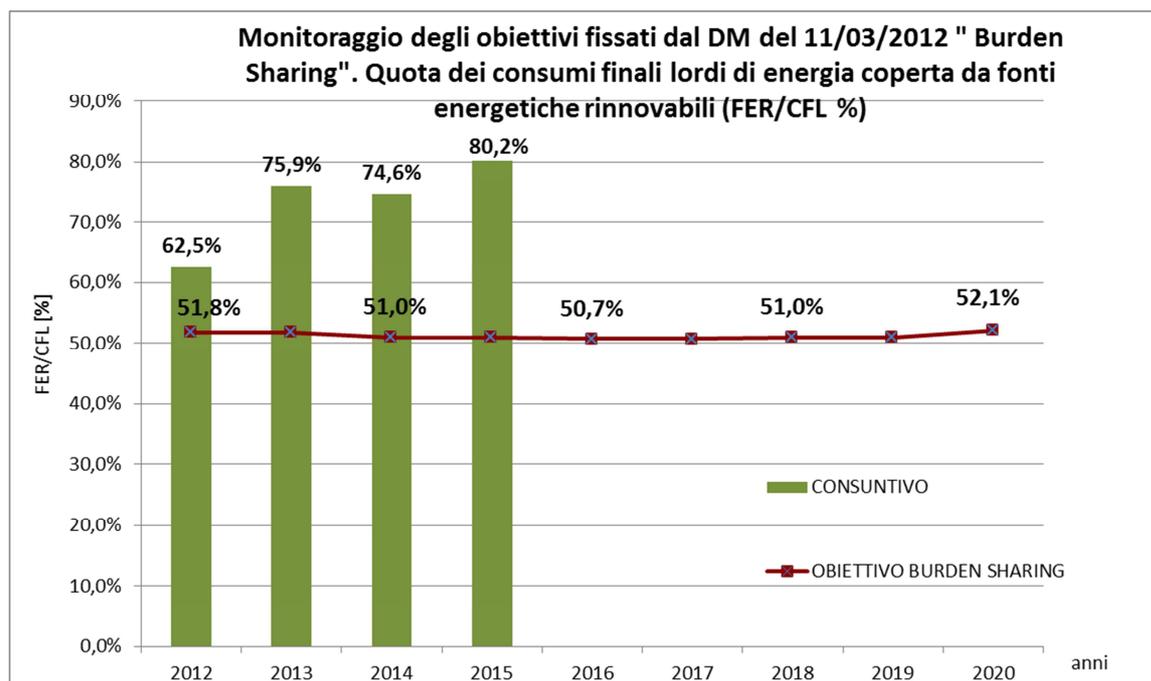


FIGURA 142: MONITORAGGIO BURDEN SHARING – monitoraggio obiettivo

Nel corso del monitoraggio del PEAR visti, per alcuni vettori, le variazioni consistenti di andamenti (quali ad esempio la produzione fotovoltaica, eolica, consumi lordi, ecc...) rilevate per gli anni dal 2010 al 2015, rispetto a quanto riportato nello scenario di piano, si è proceduto per gli anni dal 2016 al 2020 alla definizione di un **NUOVO SCENARIO** che rappresenta una nuova proiezione di andamento energetico. Come riportato nei capitoli precedenti è stato quindi definito un nuovo scenario per le FER (fonti energetiche rinnovabili) al capitolo 5.3.1 e per i CFL (consumi finali lordi) al capitolo 5.3.2 finalizzati anche a verificar e il possibile raggiungimento dell'obiettivo di Burden Sharing in particolare per gli anni 2018 e 2020. Il nuovo scenario prevede quindi per le FER un incremento totale dal 2016 al 2020 del 4% che corrisponde ad un incremento medio annuo dell'1% mentre per i CFL è previsto un decremento totale del 1,15% che corrisponde ad un decremento medio annuo del 0,3%. Come riportato nella tabella e grafico a seguire emerge che l'obiettivo di Burden Sharing viene raggiunto e superato anche nell'ipotesi di andamento dei vettori con il nuovo scenario.

NUOVO SCENARIO - OBIETTIVO DI BURDEN SHARING												
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
RILEVAZIONI TRASMESSE DA GSE / ENEA	FER [GWh]	-	-	3.570	3.730	3.723	3.807					
	CFL [GWh]	-	-	5.714	4.913	4.992	4.745					
	FER/CFL [%]	-	-	62,5%	75,9%	74,6%	80,2%					
NUOVO SCENARIO (da dati BER)	FER [GWh]	-	-					3.841	3.894	3.928	3.963	3.995
	CFL [GWh]	-	-					4.694	4.729	4.698	4.670	4.640
	FER/CFL [%]	-	-					81,8%	82,4%	83,6%	84,9%	86,1%
OBIETTIVO DI BURDEN SHARING PREVISTO DAL DM 15/03/2012				51,8%		51,0%		50,7%		51,0%		52,1%

TABELLA 50: OBIETTIVO DI BURDEN SHARING – calcolo dell'obiettivo di Burden Sharing considerando gli andamenti di FER e CFL dei “nuovi scenari” per il periodo dal 2016 -2020.

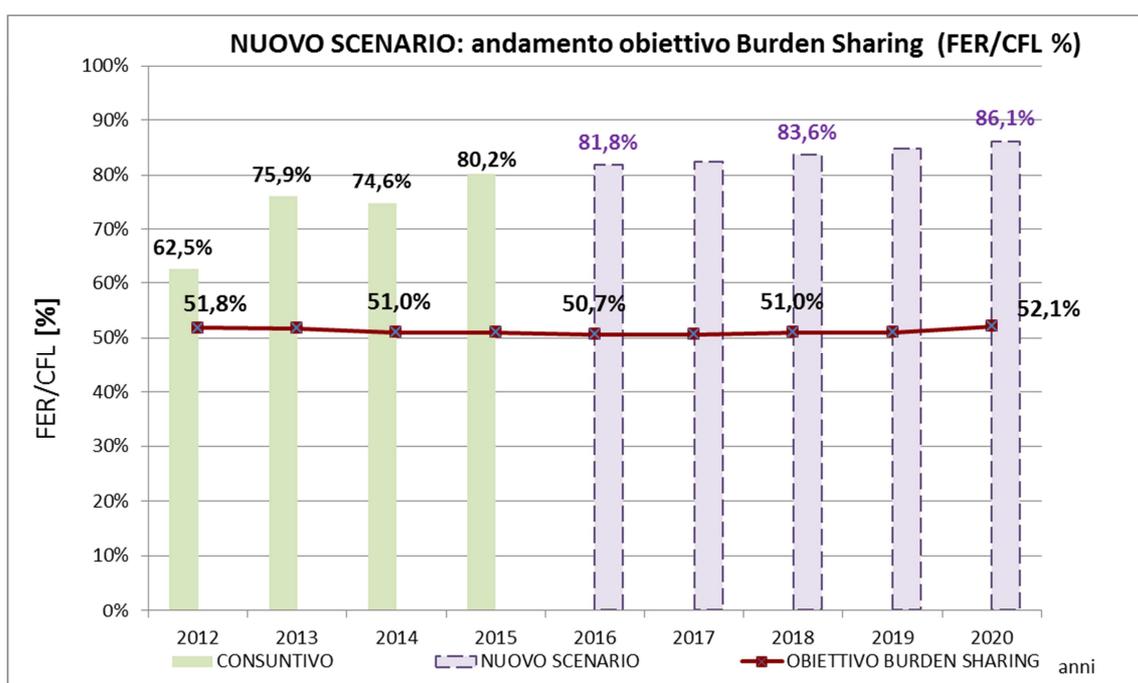


FIGURA 143: MONITORAGGIO BURDEN SHARING – calcolo dell'obiettivo di Burden Sharing nel NUOVO SCENARIO ipotizzato dal 2016 al 2020 di sviluppo delle FER e dei CFL.

6.2 OBIETTIVO DI RIDUZIONE DEI CONSUMI

L'obiettivo di riduzione dei consumi non è stato declinato in modo specifico a livello nazionale, pertanto nel documento di PEAR erano stati posti gli obiettivi come definiti nel Piano di Azione Italiano per l'efficienza energetica PAEE 2011 ovvero una riduzione dei consumi pari a 9,6% al 2016 e pari al 14% nel 2020 rispetto al livello tendenziale. Nel 2015 è stato pubblicato un nuovo documento "PAEE 2014" nell'ambito del quale, in coerenza anche con quanto prevede la Strategia Energetica Nazionale vengono definiti a livello nazionale obiettivi più sfidanti.

CONSUMI FINALI LORDI TOTALI											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]
SCENARIO DI PIANO	6.290	6.305	6.327	6.357	6.377	6.405	6.430	6.456	6.482	6.508	6.534
BER	5.246	5.221	4.985	4.919	4.785	4.694					
Δ Scostamento (BER - SCENARIO DI PIANO)	1.044	1.084	1.341	1.439	1.592	1.711					
NUOVO SCENARIO							4.694	4.729	4.698	4.670	4.640

TABELLA 51: OBIETTIVO RIDUZIONE DEI CONSUMI FINALI LORDI TOTALI confronto tra scenario di piano e quanto riportato nei bilanci energetici

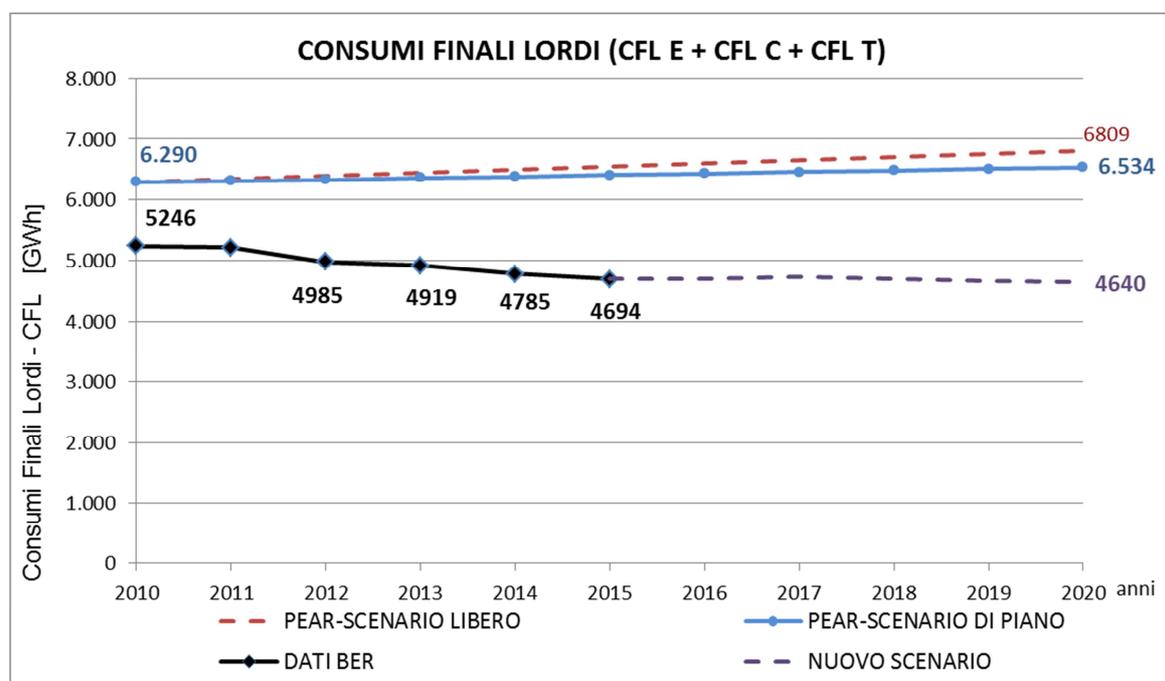


FIGURA 144: OBIETTIVO RIDUZIONE DEI CONSUMI FINALI LORDI –andamento consumi finali lordi rilevati nei BER e confrontati con lo scenario di piano e lo scenario libero

L'obiettivo di riduzione dei consumi è ampiamente raggiunto in quanto al 2015 ho una riduzione di circa il 27% dei consumi rispetto a quanto riportato nello scenario di PEAR. La riduzione dei consumi risente notevolmente dalla differente fonte dati utilizzata tra PEAR e monitoraggio (BER) in particolare per quanto

riguarda le fonti fossili come riportato nel capitolo 6.2. Il **NUOVO SCENARIO** 2016-2020, prevede una riduzione totale dei consumi del 1,1% che corrisponde ad una riduzione media annua del 0,2% e tiene conto delle ipotesi formulate sui possibili sviluppi dei singoli vettori e analizzati nei capitoli precedenti.

6.3 OBIETTIVO DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO₂

In coerenza con quanto presente nel documento di PEAR le emissioni di CO₂ vengono calcolate solo relative alle catene stazionarie ovvero **al netto dei trasporti**. L'emissione di CO₂ viene in realtà considerata come "mancate emissioni" nel sistema esterno alla regione, e sono definite come la differenza tra le emissioni di CO₂ generate dai consumi di fonte fossile sul territorio regionale e le emissioni evitate per l'esportazione nel sistema esterno di energia elettrica da fonte rinnovabile che sarebbe altrimenti prodotta da centrali termoelettriche tradizionali.

La mancate emissioni della CO₂ hanno quindi valore negativo perché le emissioni evitate nel sistema esterno superano le emissioni prodotte sul territorio regionale da fonte fossile.

Le analisi dei vettori nei bilanci energetici regionali comportano un aumento delle mancate emissioni rispetto allo scenario di piano dovute anche alle considerazioni metodologiche effettuate nei capitoli precedenti.

Per il calcolo delle emissioni di CO₂ si fa riferimento ai fattori di emissione riportati nell'Allegato 3.

Viene inoltre riportata l'ipotesi di andamento del **NUOVO SCENARIO** che viene tenuto conto delle ipotesi formulate sui singoli vettori e analizzate nei capitoli precedenti. Vista quindi, per il periodo 2016 -2020 l'ipotesi di riduzione dei consumi e di incremento delle fonti energetiche rinnovabili, questo genera un aumento delle mancate emissioni sul sistema esterno al territorio regionale.

MANCATE EMISSIONI DI CO ₂ (catene stazionarie ovvero al netto dei trasporti)											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]
SCENARIO DI PIANO	-603.570	-499.457	-690.149	-618.218	-638.916	-652.464	-661.661	-668.282	-690.348	-695.258	-703.792
BER	-571.686	-534.887	-770.407	-1.061.401	-1.045.688	-1.115.611					
Δ Scostamento (BER - SCENARIO DI PIANO)	31.884	-35.431	-80.258	-443.182	-406.772	-463.147					
NUOVO SCENARIO							-1.139.527	-1.180.934	-1.207.943	-1.235.087	-1.262.225

TABELLA 52: OBIETTIVO MANCATE EMISSIONI DI CO₂ confronto tra scenario di piano, quanto riportato nei bilanci energetici e andamento nuovo scenario.

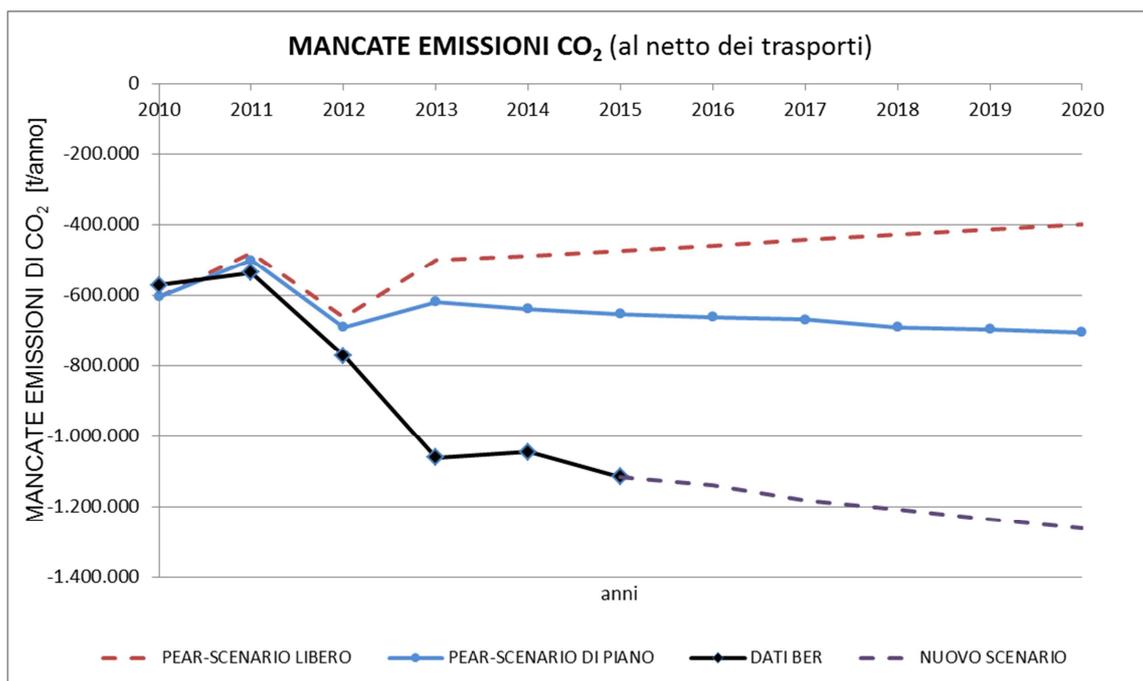


FIGURA 145: OBIETTIVO MANCATE EMISSIONI DI CO₂ –andamento delle mancate emissioni previste nel PEAR scenario libero e scenario di piano, rilevate nei BER e andamento per il 2016 - 2020 del NUOVO SCENARIO.

7. RICADUTE AMBIENTALI DEL PEAR

Nel presente capitolo vengono analizzati gli indicatori a carattere prettamente ambientale che sono stati individuati nella fase di valutazione ambientale strategica del PEAR. In particolare si prendono in considerazione gli indicatori di **contesto ambientale** e gli **indicatori di ricaduta ambientale** direttamente connessi agli interventi del piano. L'analisi di tali indicatori viene organizzata per singola componente ambientale e fattore di pressione ed è suddivisa in sette categorie, come prescritto dal "Monitoraggio VAS":

- ARIA
- ACQUA
- SUOLO E BIOSFERA
- PAESAGGIO
- RADIAZIONI NON IONIZZANTI
- RIFIUTI
- RUMORE

7.1 ARIA

INDICATORI DI CONTESTO AMBIENTALE

Gli **indicatori di contesto ambientale** relativi all'aria previsti dal monitoraggio VAS sono costituiti dai valori di alcuni parametri relativi alle concentrazioni dei seguenti inquinanti:

- CO (monossido di carbonio)
- PM10 (polveri sottili)
- NOx (ossidi di azoto)
- SO₂ (diossido di zolfo)

Tutti gli indicatori relativi all'aria sono monitorati dall'Arpa Valle d'Aosta e i relativi dati sono pubblicati nel documento "Report Qualità dell'aria in Valle d'Aosta" all'indirizzo http://www.arpa.vda.it/images/stories/ARPA/aria/retemonitoraggio/bollettinimensili/2016/Report%20qualit%C3%A0%20dell'aria%202015_finale.pdf

Questo documento fornisce una descrizione dello stato della qualità dell'aria aggiornata al 2015 e della sua evoluzione nel corso degli ultimi 10 anni, sulla base dei dati rilevati attraverso la rete regionale di monitoraggio della qualità dell'aria (RMQA). Per descrivere gli indicatori dell'aria richiesti dal monitoraggio VAS sono state estratte le informazioni strettamente necessarie dal documento sopra citato, a cui si rimanda per ulteriori approfondimenti. In particolare, tutti gli indicatori sono parametri di concentrazione degli inquinanti definiti dal Decreto legislativo 155/2010 che costituisce il quadro normativo unitario in materia di valutazione e di gestione della qualità dell'aria.

Indicatore Concentrazione di CO

Descrizione: Il monossido di carbonio è l'inquinante gassoso più abbondante in atmosfera. Proviene dalla combustione di materiali organici quando la quantità di ossigeno a disposizione è insufficiente. In ambito urbano la sorgente principale è rappresentata dal traffico veicolare per cui le concentrazioni più elevate si riscontrano nelle ore di punta del traffico. Gli effetti sull'ambiente sono da ritenersi sostanzialmente scarsi o trascurabili. Si tratta di un inquinante primario che ha una lunga permanenza in atmosfera (può raggiungere i quattro - sei mesi). Il parametro di concentrazione di monossido di carbonio utilizzato nel monitoraggio della qualità dell'aria è il valore di concentrazione massimo giornaliero della media mobile su 8 ore espresso in

mg/m³. La normativa italiana ed europea indica un valore limite per la protezione umana di 10 mg/m³. Il parametro è rilevato in tre siti di misura di cui si riportano di seguito il grafico con gli andamenti annuali.

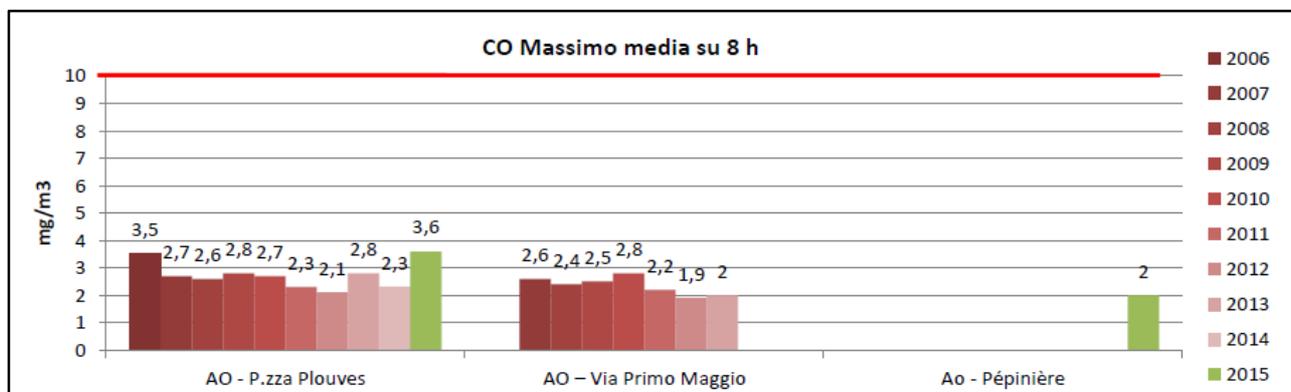


FIGURA 146: MONITORAGGIO VAS – Serie storica relativa al massimo della media mobile calcolata su 8h. In rosso il valore limite previsto pari a 10 mg/m³. In verde i valori relativi al 2015 (Fonte dati: Report Qualità dell'aria in Valle d'Aosta-Arpa VdA)

Andamento Il valore limite relativo al massimo della media mobile calcolata su 8h non è stato superato negli ultimi 10 anni in nessun punto di misura della rete regionale. Da diversi anni questo inquinante non rappresenta una criticità per il territorio valdostano.

Indicatore Concentrazione di PM10

Descrizione Si definisce PM10 il particolato sospeso in atmosfera che ha un diametro aerodinamico inferiore a 10 µm. Più le particelle sono fini più i tempi di permanenza in atmosfera diventano lunghi e possono, quindi, essere trasportate anche a grande distanza dal punto di emissione. Il particolato in parte viene emesso in atmosfera tal quale (particolato primario) e in parte si forma in atmosfera attraverso reazioni chimiche fra altre specie inquinanti (particolato secondario). Il particolato ha effetti diversi sulla salute umana a seconda della composizione chimica e delle dimensioni delle particelle. Per il PM10, la legislazione prevede la valutazione di due parametri per i quali introduce i rispettivi valori limite:

- numero di giorni in un anno solare in cui la concentrazione media giornaliera è superiore a 50 µg/m³ con valore limite per la protezione della salute umana di 50 µg/m³ per non più di 35 giorni l'anno;
- media annuale delle concentrazioni medie giornaliere con valore limite per la protezione della salute umana di 50 µg/m³.

Il parametri di concentrazione sono rilevati in cinque²⁵ siti di misura di cui si riportano di seguito i grafici con gli andamenti annuali dei valori rilevati.

²⁵A partire dal mese di gennaio 2015 la stazione di Aosta – Quartiere Dora è stata sostituita dalla Stazione di via Liconi - quartiere Cogne, la stazione di Aosta via I Maggio nel corso dell'anno 2015 è stata spostata nell'area di Aosta - Pépinière

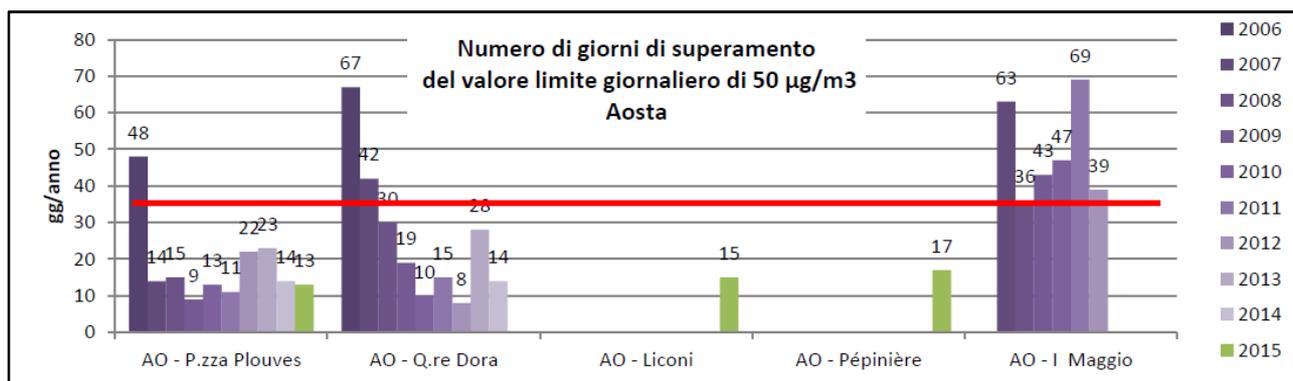


FIGURA 147: MONITORAGGIO VAS – numero di giorni di superamento della media giornaliera di pm10 pari a 50 µg/m3 negli ultimi 10 anni nelle stazioni di Aosta (fonte dati: report qualità dell'aria in Valle d'Aosta-Arpa VdA)

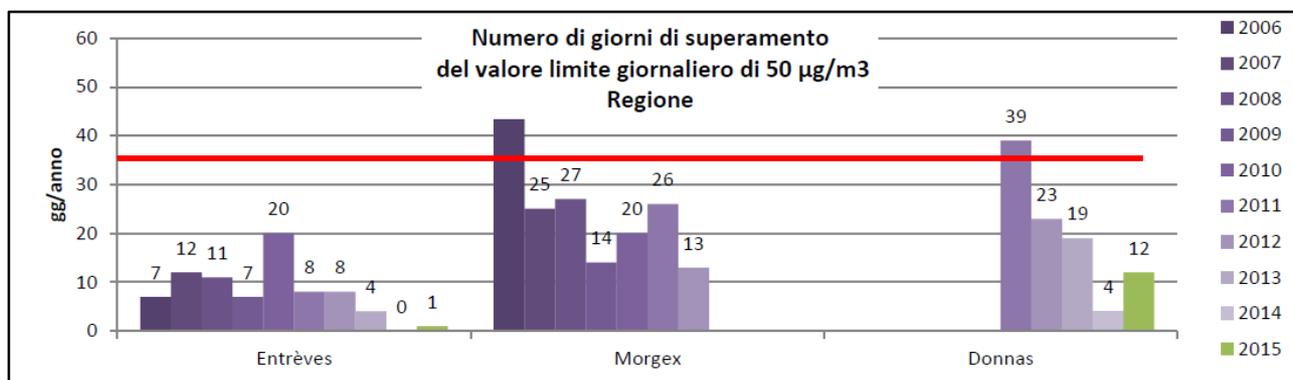


FIGURA 148: MONITORAGGIO VAS – Numero di giorni di superamento della media giornaliera di PM10 pari a 50 µg/m3 negli ultimi 10 anni: stazioni di Entrèves, Morgex e Donnas (Fonte dati: Report Qualità dell'aria in Valle d'Aosta-Arpa VdA)

Andamento Il numero di superamenti della media giornaliera di PM10 di 50 µg/m3 risulta nel 2015 ampiamente inferiore alla soglia di 35 superamenti/anno in tutti i siti di Aosta: Piazza Plouves, via Liconi, e nella stazione industriale di Ao – Pèpinière. La maggior parte delle giornate di superamento si sono verificate durante l'inverno, periodo durante il quale aumentano le sorgenti emissive e le condizioni atmosferiche non favoriscono la dispersione degli inquinanti. Nel sito di Donnas il numero di giorni di superamento nel 2015 è pari a 12, mentre nella stazione da traffico di Entrèves – Courmayeur è stato registrato un unico superamento del valore limite giornaliero.

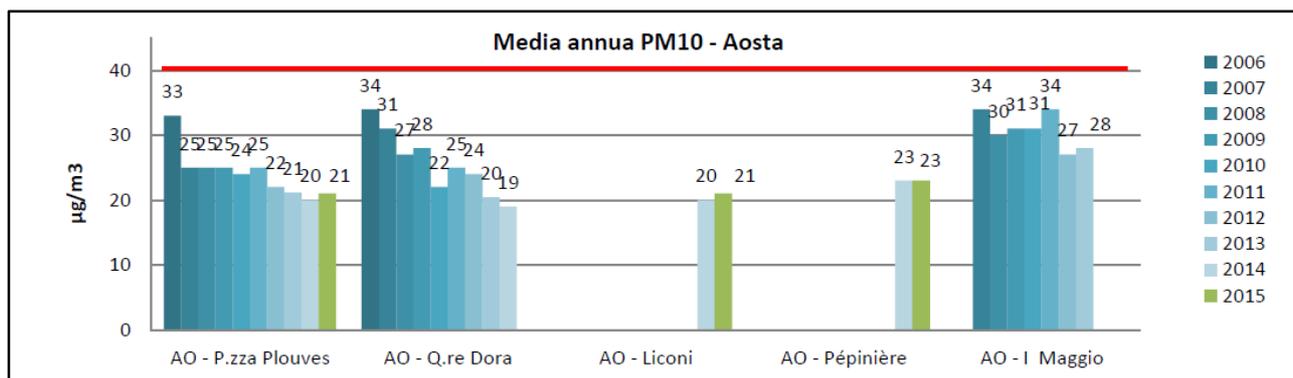


FIGURA 149: MONITORAGGIO VAS – Valori medi annuali di PM10 misurati sul territorio regionale negli ultimi 10 anni: stazioni di Aosta (Fonte dati: Report Qualità dell'aria in Valle d'Aosta-Arpa VdA)

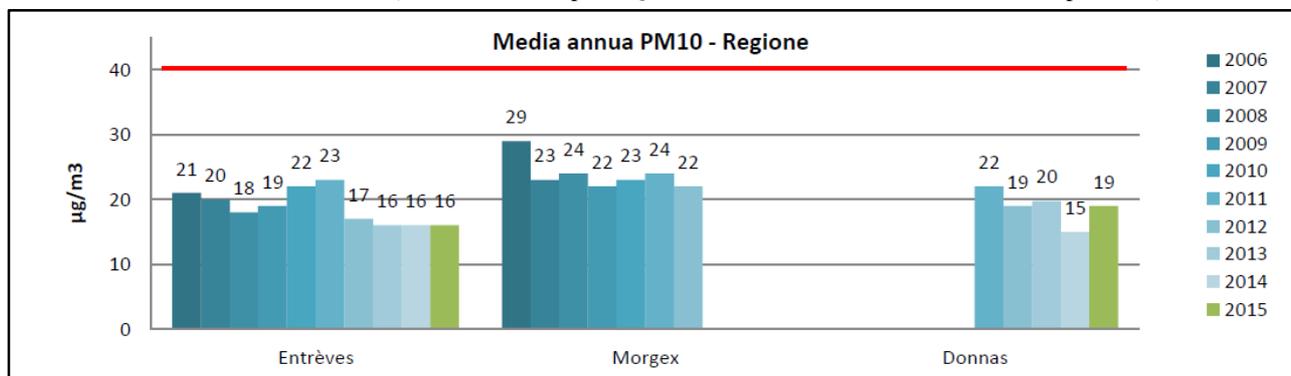


Figura 150: MONITORAGGIO VAS – Valori medi annuali di PM10 misurati sul territorio regionale negli ultimi 10 anni: stazioni di Entrèves, Morgex e Donnas. (Fonte dati: Report Qualità dell'aria in Valle d'Aosta-Arpa VdA)

Andamento In tutti i siti del territorio regionale si è osservata una diminuzione della concentrazione di polveri in aria che, negli ultimi 2 anni, sembra essersi stabilizzata. In ogni sito urbano i valori medi annuali sono ampiamente inferiori al valore limite pari a 40 µg/m³. Nel sito industriale di Aosta via Col du Mont/Pépinière, il valore medio annuo è lievemente superiore al valore riscontrato in area urbana. Questa importante informazione garantisce che, anche in prossimità dello stabilimento industriale, in direzione sud, nell'area della Pépinière dove sono insediati molti uffici, le concentrazioni di polveri sono molto inferiori al limite normativo.

Indicatore Concentrazione di NOx

Descrizione NOx è una sigla generica che identifica collettivamente tutti gli ossidi di azoto e le loro miscele (es. NO+NO₂). Il biossido di azoto (NO₂) è un gas di colore bruno-rossastro, poco solubile in acqua, tossico, dall'odore forte e pungente e con forte potere irritante. È un inquinante a prevalente componente secondaria, in quanto è il prodotto dell'ossidazione del monossido di azoto (NO); solo in proporzione minore viene emesso direttamente in atmosfera. La principale fonte di emissione degli ossidi di azoto è il traffico veicolare. Altre fonti sono gli impianti di riscaldamento civili e industriali, le centrali per la produzione di energia e un ampio spettro di processi industriali. Il biossido di azoto è un inquinante ad ampia diffusione che ha effetti negativi sulla salute umana, causa eutrofizzazione e piogge acide. Esso, insieme al monossido di azoto, contribuisce ai fenomeni di smog fotochimico; inoltre, è precursore per la formazione di inquinanti secondari quali l'ozono troposferico e il particolato fine secondario. Il monitoraggio VAS prevede come indicatore di contesto ambientale relativo all'aria il monitoraggio della concentrazione di NOx. La normativa prevede un livello critico annuale per gli NOx per la protezione della vegetazione pari a 30 µg/m³ della media annuale (delle medie orarie). In Valle d'Aosta l'unica stazione individuata per la protezione della vegetazione secondo quanto indicato dal Dlgs 155/2010 è quella di La Thuile. In accordo con l'Arpa VdA, si è deciso di sostituire il parametro statistico "NOx- media annua", con il parametro statistico "NO₂ media annua". Infatti, questo parametro è misurato in tutte le stazioni della rete di monitoraggio del territorio regionale, e i relativi dati sono pubblicati annualmente nel "Report Qualità dell'aria in Valle d'Aosta". La normativa prevede un valore limite degli NO₂ per la protezione della salute umana di 40 µg/m³ della media annuale. Nei grafici che seguono vengono presentate le medie annue dei punti di misura di Aosta e dei restanti punti di misura regionali.

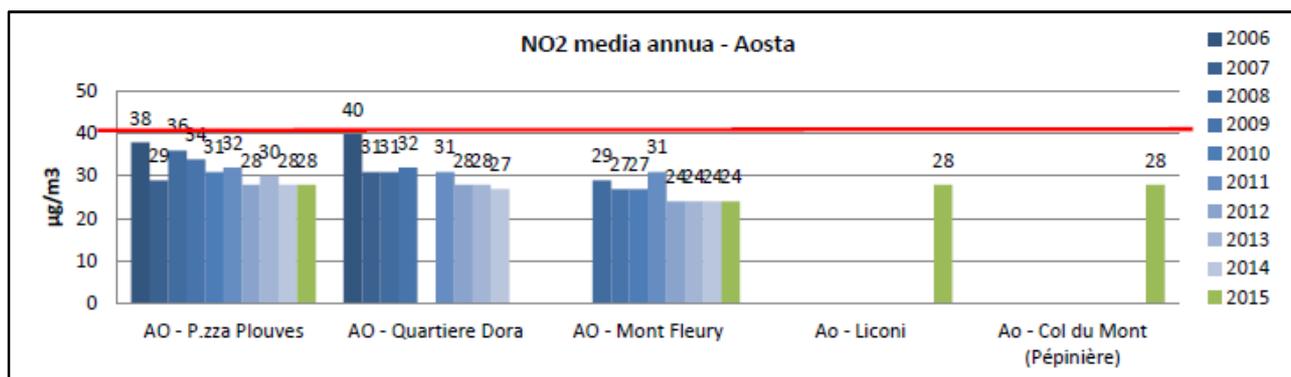


FIGURA 151: MONITORAGGIO VAS – Serie storica relativa alla media annua nelle stazioni di Aosta. In rosso il valore limite previsto pari a $40\mu\text{g}/\text{m}^3$. In verde i valori relativi al 2015. (Fonte dati: Report Qualità dell'aria in Valle d'Aosta-Arpa VdA)

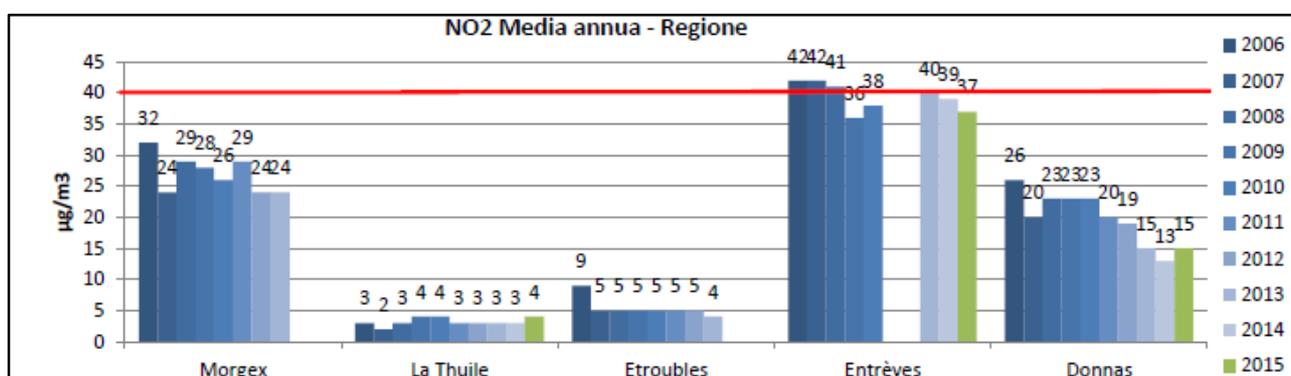


FIGURA 152: MONITORAGGIO VAS – Serie storica relativa alla media annua delle stazioni del restante territorio regionale. In rosso il valore limite previsto pari a $40\mu\text{g}/\text{m}^3$. In verde i valori relativi al 2015. (Fonte dati: Report Qualità dell'aria in Valle d'Aosta-Arpa VdA)

Andamento In quasi tutte le stazioni di misura il valore limite è rispettato negli ultimi 10 anni. Solo la stazione di misura da traffico di Entrèves rileva dei valori che, pur rispettano il valore limite negli ultimi anni, evidenziano ancora valori prossimi a $40\mu\text{g}/\text{m}^3$.

Indicatore Concentrazione di SO₂

Descrizione Il biossido di zolfo (SO₂) è un gas incolore, dall'odore acre e pungente e molto solubile in acqua. E' un inquinante primario che, una volta immesso in atmosfera, permane inalterato per alcuni giorni e può essere trasportato a grandi distanze, contribuendo al fenomeno dell'inquinamento transfrontaliero. Esso è all'origine della formazione di deposizioni acide, secche e umide, e alla formazione del particolato fine secondario. Le principali sorgenti sono costituite dagli impianti di produzione di energia, dagli impianti termici di riscaldamento, da alcuni processi industriali e, in minor misura, dal traffico veicolare. L'SO₂ è un inquinante nocivo per la salute umana e per l'ambiente. In atmosfera, l'SO₂, attraverso reazioni con l'ossigeno e le molecole di acqua, contribuisce all'acidificazione delle precipitazioni, con effetti negativi sulla salute dei vegetali. Negli ultimi anni, la sua significatività in Italia e in Europa si è sensibilmente ridotta grazie alle notevole riduzione delle emissioni dovuta all'utilizzo di combustibili a basso e bassissimo tenore di zolfo. La normativa italiana ed europea indica valori limite sia per la protezione umana che livelli critici per la protezione degli ecosistemi come riportato nella tabella seguente.

	RIFERIMENTO	PARAMETRO	VALORE LIMITE Dlgs.155/2010
SO ₂	Valore limite per la protezione della salute umana	Media giornaliera	Massimo 3 giorni all'anno di superamento della media giornaliera di 125 µg/m ³
	Valore limite per la protezione della salute umana	Media oraria	Massimo 24 ore all'anno di superamento della media oraria di 350 µg/m ³
	Soglia di allarme	Media oraria (su tre ore consecutive)	500 µg/m ³
	Livelli critici per la protezione degli ecosistemi	Media annuale e Media invernale (1° ottobre – 31 marzo)	20 µg/m ³

FIGURA 153: MONITORAGGIO VAS – Valori limite e livelli critici dei parametri di concentrazione di SO₂ in base alla normativa. (Fonte dati: Report Qualità dell'aria in Valle d'Aosta-Arpa VdA)

Il biossido di zolfo è stato misurato per più di 10 anni in diversi siti sul territorio regionale :

- Aosta piazza Plouves 1995-2015
- Aosta teatro Romano 1995-2006
- Morgex (alta valle) 1995-2012
- Donnas (bassa valle) 1995-2006

A fronte di concentrazioni rilevate molto basse, nel corso degli anni l'Arpa ha deciso di ridurre i punti di misura, mantenendo il solo sito di Aosta Piazza Plouves, perché in tale sito si sono rilevate concentrazioni maggiori rispetto agli altri siti, dovute alla prossimità industriale. Nel 2014 il monitoraggio dell'SO₂ è stato sospeso per manutenzione allo strumento, pertanto nei grafici riportati manca il dato relativo al 2014. Nel 2015 la misura del biossido di zolfo è stata riattivata nel sito di Aosta Piazza Plouves.

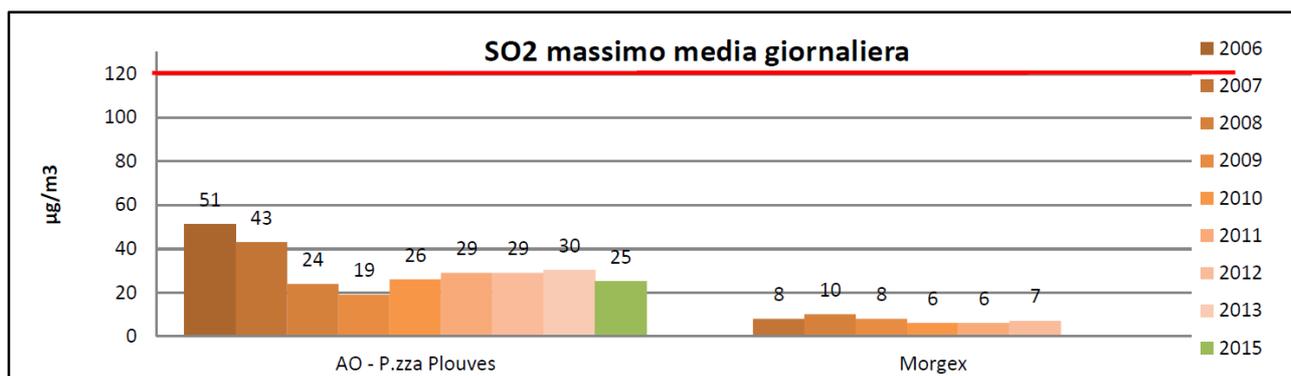


FIGURA 154: MONITORAGGIO VAS – Serie storica relativa al massimo valore giornaliero registrato per anno nelle stazioni di Aosta piazza Plouves e Morgex. (Fonte dati: Report Qualità dell'aria in Valle d'Aosta-Arpa VdA)

Andamento La normativa vigente consente il superamento del valore limite giornaliero per non più di 3 giorni per ciascun anno civile. Nei due siti di misura, il valore limite giornaliero non è mai stato raggiunto negli ultimi dieci anni.

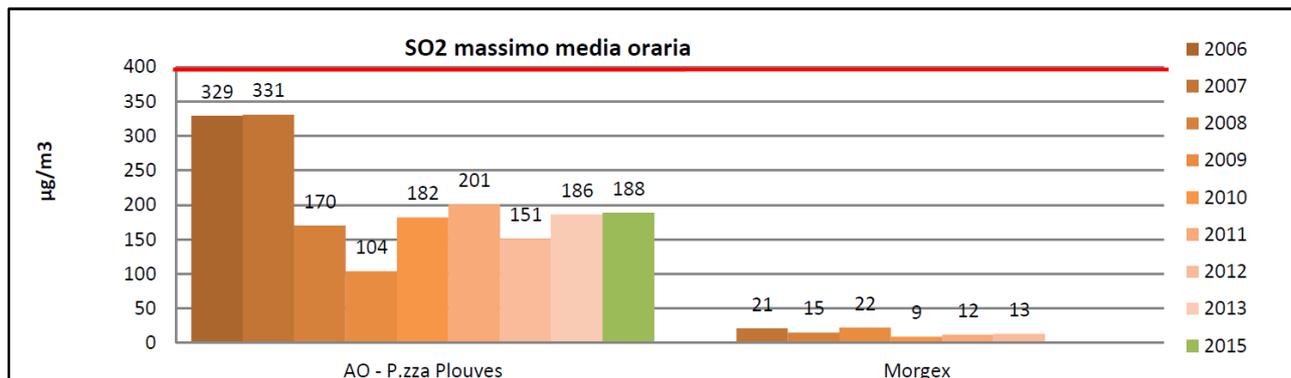


FIGURA 155: MONITORAGGIO VAS – Serie storica relativa al massimo valore della media oraria registrato nelle stazioni di Aosta piazza Plouves e Morgex. (Fonte dati: Report Qualità dell'aria in Valle d'Aosta-Arpa VdA)

Andamento La normativa vigente consente il superamento del valore limite orario per non più di 24 ore per ciascun anno civile. I valori registrati nel sito di Morgex sono decisamente più bassi di quelli di P.zza Plouves, in entrambe le stazioni il valore limite orario non è comunque mai stato raggiunto.

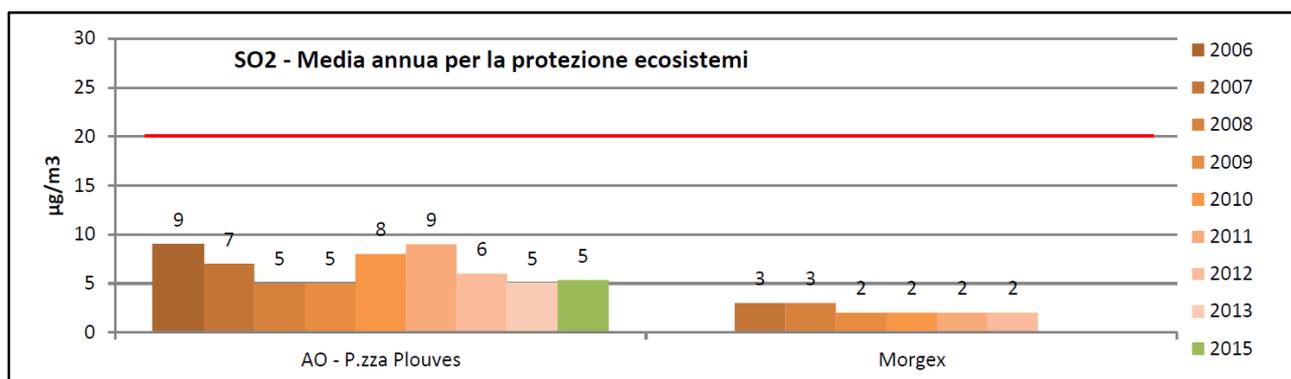


FIGURA 156: MONITORAGGIO VAS – Serie storica relativa alla media annua nelle stazioni di Morgex (fino al 2012) e Aosta - Piazza Plouves. In rosso il livello critico pari a 20µg/m³. (Fonte dati: Report Qualità dell'aria in Valle d'Aosta-Arpa VdA)

Andamento La normativa prevede che il punto di misura per la protezione degli ecosistemi sia posizionato lontano dalle sorgenti specifiche quali traffico, riscaldamento, industria. Nonostante l'ubicazione dei punti di misura possa quindi sovrastimare i livelli di SO₂ che insistono sugli ecosistemi, è possibile osservare che i livelli medi annui di SO₂ sono molto inferiori al livello critico per la protezione degli ecosistemi, anche ad Aosta, stazione urbana, dove si registra il massimo della concentrazione di questo inquinante.

INDICATORI DI RICADUTA AMBIENTALE DIRETTAMENTE CONNESSI AGLI INTERVENTI DI PIANO

L'indicatore di ricaduta ambientale direttamente connesso agli interventi di piano relativo all'aria è la CO₂ risparmiata, già analizzata per ogni singolo intervento nel capitolo 5 "Monitoraggio PEAR" e nel capitolo 6.3 "Obiettivo di riduzione delle emissioni di CO₂"

7.2 ACQUA

INDICATORI DI CONTESTO AMBIENTALE

Il comparto acque superficiali è principalmente interessato dalla fruizione idroelettrica dei corpi idrici superficiali che può generare impatti sugli ecosistemi acquatici.

Il primo aspetto da considerare nella valutazione degli effetti ambientali di una derivazione idrica riguarda lo **stato del corso d'acqua interessato e del suo bacino idrografico** in relazione agli obiettivi di qualità (conservazione o miglioramento) previsti dagli strumenti di pianificazione vigente.

Il principale riferimento è costituito attualmente dalla **Direttiva 2000/60/CE**²⁶, dal D.Lgs 152/20016 che la recepisce ufficialmente e dai successivi decreti attuativi e strumentali. Il quadro normativo definisce i criteri che concorrono a determinare lo stato ecologico dei corsi d'acqua, o vero gli elementi di qualità biologici (considerati prioritari) e gli elementi di qualità idromorfologici e fisico-chimici (considerati "di supporto" agli elementi biologici).

Elementi biologici	<i>Composizione e abbondanza della flora acquatica. Composizione e abbondanza dei macroinvertebrati bentonici. Composizione, abbondanza e struttura di età della fauna ittica.</i>
Elementi idromorfologici a sostegno degli elementi biologici	<i>Regime idrologico. Massa e dinamica del flusso idrico. Connessione con il corpo idrico sotterraneo Continuità fluviale</i>
Condizioni morfologiche	<i>Variazione della profondità e della larghezza del fiume Struttura e substrato dell'alveo Struttura della zona ripariale</i>
Elementi chimici e fisico-chimici a sostegno degli elementi biologici	<i>Condizioni chimiche generali e inquinanti specifici</i>

Tabella 53: Elementi di qualità da considerare per la classificazione dello stato ecologico dei fiumi secondo la Direttiva Quadro delle Acque 2000/60/CE

La normativa ambientale definisce anche la scala spaziale a cui deve essere effettuata la valutazione dello stato ecologico, ovvero quella di "**corpo idrico**", un tratto in cui condizioni di riferimento, stato e pressioni si possano considerare ragionevolmente omogenei²⁷.

Uno degli obiettivi principali sanciti dalla 2000/60/CE è il cosiddetto "**principio di non deterioramento**" dello stato ecologico attuale. Questo significa che va verificato se la presenza di un impianto idroelettrico e le sue modalità di gestione possano determinare un peggioramento dello stato di qualità del corpo idrico in esame.

La valutazione degli impatti ascrivibili alla derivazione deve considerare anche gli obiettivi di qualità definiti nei **Piani di Gestione di distretto idrografico** per il/i corpo/i idrico/i considerato/i. Tale obiettivo ovvero il

²⁶ Direttiva 2000/60/CE del 23 ottobre 2000. Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque. Pubblicata nella G.U.C.E. 22/12/2000, n. L 327. Entrata in vigore il 22/12/2000. Termine di recepimento: 22/12/2003.

²⁷ Nel caso in cui la derivazione idrica provochi un impatto su aree che fanno parte della Rete Natura 2000 (aree SIC o ZPS), il riferimento, in termini di specie e habitat, di cui valutare lo stato di conservazione, è costituito dalle direttive 92/43/CEE ("Direttiva Habitat") e 79/409/CEE ("Direttiva Uccelli").

“buono stato ecologico” per un corpo idrico naturale o il “buon potenziale ecologico” per un corpo idrico artificiale o fortemente modificato, sono quantificati attraverso **indicatori e indici stabiliti a scala nazionale** di seguito riportati in riferimento ai corsi d’acqua alpini:

- LIME eco - Livello di Inquinamento espresso dai Macrodescrittori chimico-fisici e microbiologici per lo stato ecologico
- STAR_ICMi - Indice Multimetrico di Intercalibrazione (basato sull’analisi delle comunità macrobentoniche)
- ICMi - Indice Multimetrico di Intercalibrazione (basato sull’analisi della struttura della comunità di alghe diatomee che popolano gli habitat acquatici)
- ISECI - Indice Stato Ecologico delle Comunità Ittiche (la cui applicazione risulta non significativa per valutare lo stato di qualità dei corpi idrici valdostani)

I valori degli indicatori suddetti sono integrati con elementi chimici a sostegno (Allegato 2.7, Tabella 1B del DM 260/2010).

Lo strumento di pianificazione della risorsa idrica è il **Piano regionale di tutela delle acque – PTA** ²⁸ attualmente in fase di revisione e aggiornamento nel quale sono individuati gli obiettivi di qualità ambientale per specifica destinazione dei corpi idrici e gli interventi volti a garantire il loro raggiungimento o mantenimento, nonché le misure di tutela qualitative e quantitative tra loro integrate e coordinate per bacino idrografico. Il Piano è stato redatto prima del recepimento effettivo della direttiva quadro delle acque a livello nazionale (avvenuto nel 2006) ma contiene elementi di disciplina della gestione delle acque nell’ottica della direttiva 2000/60.

I parametri chimico-fisici, microbiologici, biologici e idromorfologici previsti per valutare la compatibilità della derivazione con gli obiettivi del **Piano regionale di Tutela delle Acque** sono i seguenti:

- LIM,
- IBE,
- SECA - Stato ecologico del corso d’acqua
- pH,
- torbidità,
- temperatura,
- IFF - Indice di Funzionalità Fluviale,
- ittiofauna,
- idromorfologia.

Per quanto riguarda le componenti **ittiofauna e idromorfologia**, il PTA non definisce metriche o indicatori specifici da impiegare per valutare la compatibilità della derivazione con gli obiettivi del Piano.

In generale, tutti i suddetti elementi (o indicatori) sono utilizzati per definire lo stato dell’ecosistema fluviale come previsto dalla normativa vigente.

Nella fase di redazione del documento “Monitoraggio VAS” sono stati individuati alcuni indicatori riferibili alla normativa vigente e oggetto di studio nell’ambito delle sperimentazioni per del deflusso minimo vitale (DMV) come previsto dal piano regionale di tutela delle acque che sono:

- Variazione dell’Indice LIM/LIMEco - Livello di Inquinamento espresso dai Macrodescrittori per lo stato ecologico e metriche derivate
- Variazione dell’Indice Biotico Esteso (IBE) e metriche derivate

²⁸ Il Piano è stato approvato con la deliberazione del Consiglio regionale n. 1788/XII dell’8 febbraio 2006 ai sensi dell’art. 44 del decreto legislativo n. 152/1999 e successive modificazioni e integrazioni

- Indice di funzionalità fluviale (IFF)
- Indice dello Stato Ecologico delle comunità Ittiche (ISECI)
- Variazione dell'Indice Multimetrico STAR_ICMi di Intercalibrazione e metriche derivate
- Instream Flow Incremental Methodology (IFIM) –Area Disponibile Ponderata (Δ ADP);
- MesoHABSIM (Mesohabitat Simulation Model)
- Indice di Alterazione Idrologica(IHA)

LIVELLO DI INQUINAMENTO DA MACRODESCRITTORI (LIM)

La finalità dell'indice è di descrivere la qualità degli ambienti di acque correnti sulla base di dati ottenuti dalle **analisi chimico-fisiche e microbiologiche**; i parametri utilizzati sono, infatti, ossigeno in percentuale di saturazione, COD, BOD5, azoto nitrico e ammoniacale, fosforo totale ed Escherichia Coli.

Il LIM è un indice sintetico di inquinamento introdotto dal D.Lgs. 152/99 e successivamente abrogato dal D.Lgs. 152/06 ed è rappresentabile in cinque livelli (1=ottimo; 5=pessimo).

In accordo al D.Lgs. 152/06 e s.m.i., entro il 2015 ogni corso d'acqua superficiale, e corpo idrico di esso, deve raggiungere lo stato di qualità ambientale "buono=2" validato dal monitoraggio biologico ai sensi della Direttiva 2000/60/CE.

INDICE BIOTICO ESTESO (IBE)

La finalità dell'indice è di formulare una diagnosi di qualità per gli ambienti di acque correnti, sulla base delle modificazioni nella composizione della comunità di macroinvertebrati, indotte da agenti inquinanti nelle acque e nei sedimenti, o da significative alterazioni fisico-morfologiche dell'alveo bagnato. L'IBE è un indice che rileva lo stato di qualità di un determinato tratto di corso d'acqua, integrando nel tempo gli effetti di differenti cause di **alterazioni fisiche, chimiche, biologiche**. Pertanto è un indice dotato di buona capacità di sintesi. Si basa sull'analisi della struttura delle comunità di macroinvertebrati bentonici che vivono almeno una parte del loro ciclo biologico in acqua, a contatto con i substrati di un corso d'acqua. La presenza di taxa più esigenti, in termini di qualità, e la ricchezza totale in taxa della comunità, definiscono il valore dell'indice che è espresso per convenzione con un numero intero entro una scala discreta, riassumendo un giudizio di qualità basato sulla modificazione qualitativa della comunità campionata. La scala con cui si riportano i dati IBE va da 0 a 12 valori, raggruppati a loro volta in cinque classi di qualità da I, stato elevato, a V, stato pessimo.

INDICE DI FUNZIONALITÀ FLUVIALE (IFF)

L'IFF è un indice finalizzato alla valutazione della funzionalità ecologica dell'ecosistema fluviale: fornisce un giudizio sintetico che tiene conto di un ampio ventaglio di elementi ecosistemici e indaga l'insieme dei processi coinvolti nelle dinamiche fluviali, sia fisiche che biologiche.

Il metodo di elaborazione consente il rilievo dello stato complessivo dell'ambiente fluviale e la valutazione della sua funzionalità, intesa come risultato della sinergia e dell'integrazione di un'importante serie di fattori biotici ed abiotici presenti nell'ecosistema acquatico e in quello terrestre ad esso collegato.

Attraverso l'analisi di parametri morfologici, strutturali e biotici dell'ecosistema, interpretati alla luce dei principi dell'ecologia fluviale, sono rilevate le funzioni ad essi associate, nonché l'eventuale allontanamento dalla condizione di massima funzionalità, individuata rispetto ad un modello ideale di riferimento. La lettura critica e integrata delle caratteristiche ambientali consente così di definire un indice globale di funzionalità.

Si tratta di un metodo olistico che fornisce informazioni diverse ma complementari a quelle fornite da metodi che considerano una specifica comunità o comparto ambientale (ad es. IBE, analisi chimiche di qualità delle acque, ...).

INDICE DELLO STATO ECOLOGICO DELLE COMUNITÀ ITTICHE (ISECI)

L'ISECI è un indicatore che valuta la composizione e l'abbondanza della fauna ittica previsto dal DM 260/2010. L'ISECI individua come condizione di riferimento, corrispondente allo stato ecologico elevato, una "comunità ittica attesa". Tale comunità ittica deve essere costituita dalla contemporanea presenza di tutte le popolazioni attese, che devono essere in buone condizioni ecologiche, quindi ben strutturate in classi di età, capaci di riprodursi naturalmente e con buona o sufficiente consistenza demografica.

La normativa definisce tre "zone ittiche" dulcicole in cui è possibile suddividere i corsi d'acqua italiani: la Valle d'Aosta ricade interamente all'interno della Zona a Salmonidi.

VARIAZIONE DELL'INDICE MULTIMETRICO STAR_ICMI DI INTERCALIBRAZIONE E METRICHE DERIVATE

Tale indicatore è stato introdotto con il DM 260/2010 e si basa sull'analisi della struttura della comunità di macroinvertebrati bentonici. Tali organismi in prevalenza larve di insetti, molluschi e crostacei colonizzano il fondo dei corsi d'acqua e presentano differenti sensibilità all'inquinamento. L'indice combina 6 metriche che prendono in considerazione composizione, abbondanza e struttura della comunità restituendo un valore compreso tra 0 e 1 chiamato RQE. Esso prevede il confronto tra la comunità presente in uno specifico sito con quella che sarebbe presente, in un sito della stessa tipologia, in assenza di pressioni: comunità di riferimento.

INDICE DI ALTERAZIONE IDROLOGICA (IHA – IARI)

Tale indice valuta, in base ai dati di portata liquida, l'alterazione del regime idrologico del corso d'acqua rispetto alle sue condizioni di riferimento. L'indice è valutato in una sezione trasversale e può essere rilevato a scala giornaliera e/o mensile. Generalmente occorre una serie di portate "giornaliere/mensili" almeno ventennale. Qualora i dati non siano disponibili si ricorre a metodi di ricostruzione o stima. I risultati ottenuti con l'applicazione dell'Indice conducono a 3 stati di qualità che sono elevato, buono e non buono.

IFIM- AREA DISPONIBILE PONDERATA (Δ ADP) - METODO PHABSIM

Il metodo PHABSIM (Physical HABitat SIMulation model, Bovee K., 1982) è un metodo di valutazione idromorfologica che permette di definire una relazione diretta tra la disponibilità di habitat e la portata liquida rilasciata applicato nell'ambito del protocollo IFIM (Instream Flow Incremental Methodology). Il principale indicatore derivato dall'applicazione del metodo PHABSIM utilizzato per valutare gli effetti della derivazione idrica è la Variazione dell'area disponibile ponderata (Δ ADP).

METODO MESOHABSIM

Il metodo **MesoHABSIM** (MesoHABitat SIMulation, Parasiewicz P., 2001) riportato all'interno del recente manuale ISPRA "Sistema di rilevamento e classificazione delle Unità Morfologiche dei corsi d'acqua (SUM)" (Rinaldi M., Belletti B., Comiti F., Nardi L., Mao L., Bussetini M., 2016) è un altro metodo di valutazione idromorfologica che permette di definire una relazione diretta tra la disponibilità di habitat e la portata liquida rilasciata. A partire da una serie di portate naturali, il metodo permette di quantificare un set di **rilasci variabili** nel corso dell'anno per ottimizzare la resa del DMV in termini di idoneità ambientale.

A seguito dei confronti avuti con le strutture competenti in materia ambientale quali Arpa, Assessorato Opere pubbliche, Difesa del suolo e edilizia residenziale pubblica - Dipartimento programmazione, difesa del suolo e risorse idriche, e Consorzio pesca che hanno partecipato ai tavoli di lavoro sulla sperimentazione del DMV è emerso che ad eccezione delle metriche derivanti da analisi idromorfologiche, gli indicatori

previsti dal monitoraggio di VAS e sopra riportati **non sono concepiti per rilevare la variazione della portata liquida ascrivibile alla derivazione idroelettrica** ma rispondono a diverse forzanti che spesso interagiscono tra loro pertanto la loro risposta alla variazione di portata liquida in alveo non è diretta e univoca ma può portare a sovrastimare o sottostimare gli effetti delle derivazioni idriche sul comparto ambiente.

Nello specifico, l'alterazione del regime delle portate a valle dell'opera di presa rimane di fatto il più importante impatto della derivazione sul corso d'acqua: la definizione di un corretto Deflusso Minimo Vitale (DMV) da rilasciare a valle delle opere di presa è da intendersi come mitigazione di tale effetto. La portata liquida influenza *anche* la struttura e la distribuzione spazio-temporale degli habitat fluviali, dai quali dipende ma NON in modo diretto, lo stato delle comunità biologiche che si sono evolute adattando cicli vitali e strategie di sopravvivenza ai regimi idrologici naturali. A tal riguardo si evidenzia che:

- i parametri chimico-fisici, microbiologici, biologici e idromorfologici previsti per valutare la compatibilità della derivazione con gli **obiettivi del vigente Piano di Tutela della Acque** (LIM, IBE, pH, torbidità, temperatura, IFF, ittiofauna, idromorfologia) sono utilizzati per definire lo stato di qualità dell'ecosistema fluviale. Tuttavia, ad eccezione delle metriche derivanti da analisi idromorfologiche, **questi indicatori non sono concepiti per rilevare la variazione della portata liquida ascrivibile alla derivazione** ma rispondono a diverse forzanti che spesso interagiscono tra loro. Di conseguenza, la loro reazione alla quantità di acqua a valle della derivazione non è diretta e univoca e può portare a sovrastimare o sottostimare gli effetti dei rilasci stessi sul comparto ambiente. Dalle diverse attività di ricerca applicata e dalle sperimentazioni di progetti di derivazioni in corso sul reticolo regionale si rileva che **i seguenti indicatori attualmente inclusi nel piano di monitoraggio in esame NON sono idonei a rilevare l'effetto delle politiche energetiche:**

- Variazione dell'Indice Biotico Esteso (IBE) e metriche derivate
- Variazione dell'Indice Multimetrico STAR_ICMi di Intercalibrazione e metriche derivate
- Variazione dell'Indice LIM/LIM eco - Livello di Inquinamento espresso dai Macrodescrittori per lo stato ecologico e metriche derivate
- Indice di funzionalità fluviale IFF
- ISECI - Indice dello Stato Ecologico delle Comunità Ittiche

Le risultanze ottenute dall'applicazione degli indici IBE, STAR_ICMi, LIM, LIMeco e IFF non sono utilizzabili in modo esclusivo per definire la compatibilità della derivazione con gli obiettivi di tutela. Infine IARI e IHA essendo indicatori idrologici che valutano espressamente le variazioni del regime torrentizio riferibile alla presenza di derivazioni idriche risulterebbero particolarmente adatti alle esigenze di VAS: tuttavia tali indicatori non sono attualmente applicabili nel contesto regionale in quanto la base dati necessaria alla loro elaborazione è particolarmente onerosa e attualmente non possibile in relazione alle singole derivazioni.

Sulla base della bibliografia scientifica, delle esperienze di applicazione in ambito regionale condotte nell'ultimo quinquennio, delle caratteristiche ambientali dei corpi idrici valdostani e delle risultanze dell'attività di ricerca applicata svolta nell'ambito dell'Unità di ricerca (RESeau, finanziamento FESR-FSE) sono stati selezionati due metodi di valutazione idromorfologica che permettono di definire una relazione diretta tra la disponibilità di habitat e la portata liquida rilasciata:

- **metodo PHABSIM** (Physical HABitat SIMulation model, Bovee K., 1982) applicato nell'ambito del protocollo IFIM (Instream Flow Incremental Methodology). Questo metodo è più datato e soprattutto non è adatto a corsi d'acqua con pendenze superiori al 2-3% e granulometria grossolana come quelli valdostani che impediscono l'applicazione affidabile del modello idraulico.
Il principale indicatore derivato dall'applicazione del metodo PHABSIM utilizzato per valutare gli effetti della derivazione idrica è la **Variazione dell'area disponibile ponderata (Δ ADP)** che è lo stesso indicatore proposto per il monitoraggio. Non essendo stato applicato il metodo Phabsim per le ragioni sopra esposte, tale indicatore non è stato di conseguenza elaborato.
- **metodo MesoHABSIM** (MesoHABitat SIMulation, Parasiewicz P., 2001) riportato all'interno del recente manuale ISPRA "Sistema di rilevamento e classificazione delle Unità Morfologiche dei corsi d'acqua (SUM)" (Rinaldi M., Belletti B., Comiti F., Nardi L., Mao L., Bussetini M., 2016). Questo secondo metodo è più adatto alla morfologia dei corsi d'acqua valdostani: la sua messa a punto per il contesto montano è stata effettuata nell'ambito dell'unità di ricerca RESeau a cui hanno partecipato ufficialmente Consorzio Pesca, ARPAVDA e RAVA (Dipartimento difesa del suolo e risorse idriche). A partire da una serie di portate naturali, il metodo permette di quantificare un set di **rilasci variabili** nel corso dell'anno per ottimizzare la resa del DMV in termini di idoneità ambientale.
Il principale indicatore derivato dall'applicazione del metodo MesoHABSIM per valutare gli effetti della derivazione idrica è l'**Indice di Integrità dell'habitat (IH)**. L'IH può variare tra 0 e 1, dove:
 - 0 rappresenta un grado elevatissimo di alterazione della qualità dell'habitat fluviale,
 - 1 rappresenta l'assenza di alterazioni idromorfologiche ovvero qualità dell'habitat coincidente con la condizione di riferimento.

Per le ragioni sopra esposte gli indicatori di contesto citati in fase di monitoraggio VAS del PEAR non sono ritenuti significativi per la valutazione degli effetti delle derivazioni idroelettriche sulle acque superficiali.

L'unico indicatore idoneo a valutare gli effetti delle derivazioni idriche sul reticolo regionale risulta essere l'**Indice di Integrità dell'habitat (IH)** elaborato applicando il metodo MesoHABSIM (MesoHABitat SIMulation, Parasiewicz P., 2001).

Non esiste una rete istituzionale dedicata al monitoraggio delle componenti idromorfologiche secondo i metodi sopra descritti, come non è presente una banca dati ufficiale. La base dati attualmente disponibile è di proprietà dei richiedenti / titolari di subconcessioni idroelettriche che hanno in corso una sperimentazione per la definizione delle portate di DMV da rilasciare a valle dei punti di presa.

Si valuterà quindi nei monitoraggi successivi l'eventuale analisi di tale indicatore in funzione della disponibilità dei dati e in accordo con le indicazioni fornite dal nuovo Piano di Tutela delle Acque in corso di elaborazione.

INDICATORI DI RICADUTA AMBIENTALE DIRETTAMENTE CONNESSI AGLI INTERVENTI DI PIANO

L'unico indicatore di ricaduta ambientale relativo all'acqua si riferisce agli impianti idroelettrici ed è il seguente.

Indicatore Volumi di acqua superficiale derivata/kWh idroelettrico prodotto

Descrizione Nel documento di monitoraggio VAS è previsto l'indicatore "Volumi di acqua superficiale derivata, compresa di DMV/kWh idroelettrico prodotto". A seguito degli incontri intercorsi con la struttura competente "Affari generali, demanio e risorse idriche", si è deciso di tenere conto solo dei volumi d'acqua effettivamente derivate. Questo in quanto le portate di Deflusso Minimo Vitale (DMV) non vengono materialmente prelevate dall'alveo ma defluiscono a valle dell'opera di presa attraverso specifici organi realizzati nel manufatto di derivazione e non si dispone di idonea strumentazione per effettuare la misura in continuo di tali portate. Pertanto, non è possibile risalire al volume rilasciato su base annua. L'indice in argomento è stato quindi elaborato tenendo conto esclusivamente delle portate utilizzate per la produzione di energia elettrica.

I volumi di acqua derivati sono stati ricavati partendo dai dati di produzione dell'energia trasmessi alla Struttura Affari generali, demanio e risorse idriche da TERNA S.p.A. o forniti dagli stessi produttori. Nell'effettuazione dei calcoli si è assunto un rendimento globale dell'impianto idroelettrico pari a 0,7, al fine di tenere conto delle perdite di carico idraulico nell'impianto, del rendimento delle turbine, degli alternatori e dei trasformatori nonché delle perdite che si verificano nella linea di connessione dell'impianto alla rete elettrica.

Nei casi in cui non si disponeva dei dati di produzione, i valori sono stati ricavati sulla base ai dati della concessione di derivazione. Per gli impianti di potenza nominale inferiore a 20 kW la producibilità attesa, è stata calcolata considerando un funzionamento limitato a 6 mesi all'anno, in quanto tali impianti sono generalmente a servizio di utenze isolate (alpeggi, rifugi ecc.) attive solo nel periodo tardo primaverile - estivo. L'indice è stato elaborato tenendo conto anche dei prelievi da sorgente e rappresenta quindi il rapporto tra la totalità dei volumi d'acqua derivata e l'energia elettrica prodotta. Nella seguente tabella vengono forniti i risultati delle elaborazioni effettuate.

Anno	2011	2012	2013	2014	2015
Volumi di acqua derivata/energia prodotta [m³/kWh]	5,160	5,155	5,254	5,219	5,123

Tabella 54: MONITORAGGIO VAS – Andamento annuale del rapporto tra il volume di acqua superficiale derivata e la produzione elettrica degli impianti idroelettrici espressa in m³/kWh. (Fonte dati: R.A.V.A. - Struttura affari generali, demanio e risorse idriche)

Andamento L'indicatore ha un andamento quasi costante con un valore minimo nel 2015 e un valore massimo nel 2013.

7.3 SUOLO E BIOSFERA

INDICATORI DI CONTESTO AMBIENTALE

Gli indicatori di contesto ambientale relativi al Suolo e Biosfera previsti dal documento di monitoraggio VAS sono due e riguardano gli ambiti naturalistici tutelati e la popolazione di alcune specie di fauna selvatica.

Indicatore Superficie degli ambiti naturalistici tutelati/superficie territoriale

Descrizione L'indicatore esprime il rapporto in percentuale tra la superficie degli ambiti tutelati e la superficie totale della regione Valle d'Aosta. Gli ambiti tutelati sono costituiti dalla rete Natura 2000 a cui si aggiungono le due riserve naturali regionali che non fanno parte della rete ossia quelle di Tzatelet e di Montagnayes. La rete natura 2000 in Valle d'Aosta è formata da:

- 25 Zone Speciali di Conservazione (ZSC);
- 2 Zone di Protezione Speciale (ZPS);
- 2 Zone Speciali di Conservazione e Zone di Protezione Speciale (ZSC/ZPS);
- 1 Sito di Importanza Comunitaria e Zona di Protezione Speciale (SIC/ZPS).

L'unico sito SIC/ZPS della rete Natura 2000 è il Parco Nazionale del Gran Paradiso, il cui territorio si estende in parte nella regione Piemonte e in parte in Valle d'Aosta. Ai fini del calcolo del presente indicatore, si considera solo la superficie del territorio valdostano del Parco Nazionale.

INDICATORE	2011	2012	2013	2014	2015
Superficie degli ambiti naturalistici tutelati/superficie territoriale [%]	30,32	30,32	30,67	30,67	30,67

Tabella 55: MONITORAGGIO VAS – Andamento annuale del rapporto tra la superficie degli ambiti naturalistici tutelati e la superficie territoriale della regione Valle d'Aosta espresso in valori percentuali. (Fonte dati: R.A.V.A. - Struttura Aree Protette)

Andamento L'andamento dell'indicatore si mantiene costante, l'unica variazione è avvenuta nel 2013 anno di istituzione della riserva naturale di Montagnayes in comune di Bionaz.

Indicatore Andamento demografico di alcune specie sensibili (galliformi e lepre variabile) all'interno dei siti Natura 2000

Descrizione L'indicatore "Andamento demografico di alcune specie sensibili (galliformi e lepre variabile) all'interno dei siti Natura 2000" prende in considerazione la lepre variabile e le tre specie di galliformi alpini presenti sul territorio regionale: fagiano di monte, pernice bianca e coturnice. Per quanto concerne la lepre variabile non ci sono dati disponibili per determinare la popolazione all'interno dei siti Natura 2000.

I galliformi alpini sono considerati importanti indicatori ambientali e sono costantemente monitorati attraverso appositi censimenti, effettuati in aree campione distribuite sull'intero territorio regionale, compresi i siti Natura 2000. Per ogni specie ed in ogni area campione, sono effettuati due censimenti all'anno, uno in periodo primaverile, per verificare la sopravvivenza all'inverno, ed uno in estate, che ha lo scopo di evidenziare il rapporto giovani-adulti. Nelle tabelle seguenti sono riportati i valori totali degli individui censiti nelle aree campione all'interno delle Zone di Protezione Speciale (ZPS) appartenenti alla Rete Natura 2000.

CENSIMENTO PRIMAVERILE FAGIANO DI MONTE (Maschi cantori)							
ZPS	Comune	Area campione	2011	2012	2013	2014	2015
Val Ferret	Courmayeur	Val Ferret	46	46	36	55	62
Mont Avic e Mont Emilius	Issogne	Chivabella	n.d.	n.d.	n.d.	9	9
Mont Avic e Mont Emilius	Issogne	Brenve	3	4	5	9	7

Tabella 56: MONITORAGGIO VAS – Numero di individui di fagiano di monte contati nei censimenti primaverili. (Fonte dati: R.A.V.A. – Struttura Flora, fauna, caccia e pesca)

CENSIMENTO ESTIVO FAGIANO DI MONTE							
ZPS	Comune	Area campione	2011	2012	2013	2014	2015
Val Ferret	Courmayeur	Leuché	25	41	40	36	41
Mont Avic e Mont Emilius	Pontey	Valmeriana	5	11	11	22	0

Mont Avic e Mont Emilius	Issogne	Chivabella	11	13	15	10	13
Mont Avic e Mont Emilius	Donnas	Cà Roussa	13	13	18	21	26
Mont Avic e Mont Emilius	Pontboset	Retempio	4	4	5	13	21

Tabella 57: MONITORAGGIO VAS – Numero di individui di fagiano di monte contati nei censimenti estivi. (Fonte dati: R.A.V.A. – Struttura Flora, fauna, caccia e pesca)

CENSIMENTO PRIMAVERILE PERNICE BIANCA (Maschi cantori)							
ZPS	Comune	Area campione	2011	2012	2013	2014	2015
Val Ferret	Courmayeur	Malatrà	10	6	8	14	12
Mont Avic e Mont Emilius	Cogne	Invergneux	6	6	10	5	7
Monte Rosa	Gressoney La Trinité	Bettolina	0	1	2	2	1

Tabella 58: MONITORAGGIO VAS – Numero di individui di pernice bianca contati nei censimenti primaverili. (Fonte dati: R.A.V.A. – Struttura Flora, fauna, caccia e pesca)

CENSIMENTO ESTIVO PERNICE BIANCA							
ZPS	Comune	Area campione	2011	2012	2013	2014	2015
Val Ferret	Courmayeur	Malatrà	32	7	18	20	39
Mont Avic e Mont Emilius	Cogne	Invergneux	9	11	19	7	n.d
Monte Rosa	Gressoney La Trinité	Bettolina	0	0	6	1	2

Tabella 59: MONITORAGGIO VAS – Numero di individui di pernice bianca contati nei censimenti estivi. (Fonte dati: R.A.V.A. – Struttura Flora, fauna, caccia e pesca)

CENSIMENTO PRIMAVERILE COTURNICE (Maschi cantori)							
ZPS	Comune	Area campione	2011	2012	2013	2014	2015
Mont Avic e Mont Emilius	Cogne	Gimillan	1	4	6	6	5

Tabella 60: MONITORAGGIO VAS – Numero di individui di coturnice contati nei censimenti primaverili. (Fonte dati: R.A.V.A. – Struttura Flora, fauna, caccia e pesca)

CENSIMENTO ESTIVO COTURNICE							
ZPS	Comune	Area campione	2011	2012	2013	2014	2015
Mont Avic e Mont Emilius	Cogne	Guoeulaz- Invergneux	5	1	4	8	22
Monte Rosa	Ayas	Ceucca	0	0	4	0	3

Tabella 61: MONITORAGGIO VAS – Numero di individui di coturnice in base ai censimenti estivi. (Fonte dati: R.A.V.A. – Struttura Flora, fauna, caccia e pesca)

Andamento I dati evidenziano come le popolazioni di galliformi alpini all'interno dei siti Natura 2000 rimangano abbastanza stabili negli ultimi 6 anni.

INDICATORI DI RICADUTA AMBIENTALE DIRETTAMENTE CONNESSI AGLI INTERVENTI DI PIANO

Gli indicatori di ricaduta ambientale direttamente connessi agli interventi di piano relativi alla componente **SUOLO** sono stati previsti per valutare l'impatto ambientale degli impianti idroelettrici, fotovoltaici e eolici. Per ognuna delle tre fonti di energia rinnovabile è proposto lo stesso indicatore che è definito come rapporto tra produzione e occupazione del suolo da parte dei rispettivi impianti di generazione.

Indicatore rapporto tra produzione e occupazione suolo

Tale indicatore non è stato elaborato, per nessuna delle fonti ai quali è associato, in quanto non si dispone, al momento, dei dati relativi all'effettiva occupazione del suolo da parte delle infrastrutture che compongono gli impianti.

7.4 PAESAGGIO

INDICATORI DI CONTESTO AMBIENTALE

Il documento di monitoraggio VAS del Piano individua un solo indicatore per valutare la variazione del contesto per quanto riguarda il paesaggio. Si tratta dell'indicatore “*sviluppo delle linee elettriche in rapporto alla superficie territoriale e distribuzione delle cabine primarie*” che è lo stesso utilizzato per analizzare l'impatto sul contesto ambientale delle RADIAZIONI NON IONIZZANTI.

Indicatore Sviluppo delle linee elettriche in rapporto alla superficie territoriale e distribuzione delle cabine primarie

Descrizione L'indicatore ha lo scopo di visualizzare e quantificare le lunghezze delle linee elettriche ad alta tensione e il numero delle cabine primarie di trasformazione dell'energia da alta a media tensione in relazione alla superficie del territorio regionale. Inoltre, confronta il dato regionale con le informazioni delle altre regioni italiane e con la media nazionale, da cui si evidenziano le differenze legate alle conformazioni territoriali. L'indicatore è monitorato dall'Arpa Valle d'Aosta sulla base dei dati forniti dai gestori degli elettrodotti ed è pubblicato nella Relazione sullo Stato dell'Ambiente (RSA). Considerato che i valori di questo indicatore sono rimasti costanti nel periodo 2011-2015, di seguito si riportano parte delle informazioni relative all'indicatore estratte dalla “X Relazione sullo stato dell'ambiente dell'Arpa” i cui dati sono aggiornati al 31/12/2015.

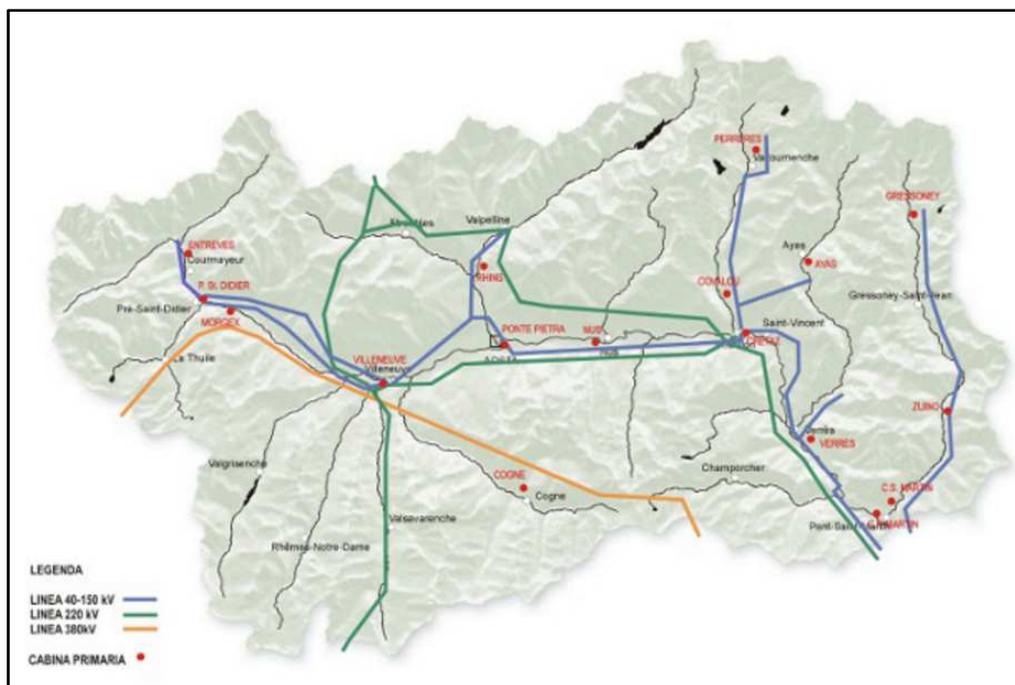


FIGURA 157: MONITORAGGIO VAS – Mappa delle linee elettriche ad alta tensione, suddivise per tensione, e punto di installazione delle cabine primarie. (Fonte dati: X Relazione sullo stato dell'ambiente-Arpa VdA)

TENSIONE	SVILUPPO
380000 V	130 km
220000 V	240 km
40-150 kV	250 km
Cabine Primarie	N. 17

Tabella 62: MONITORAGGIO VAS – Sviluppo in km delle linee elettriche ad alta tensione, suddivise per tensione e numero delle cabine primarie. (Fonte dati: X Relazione sullo stato dell'ambiente-Arpa VdA).

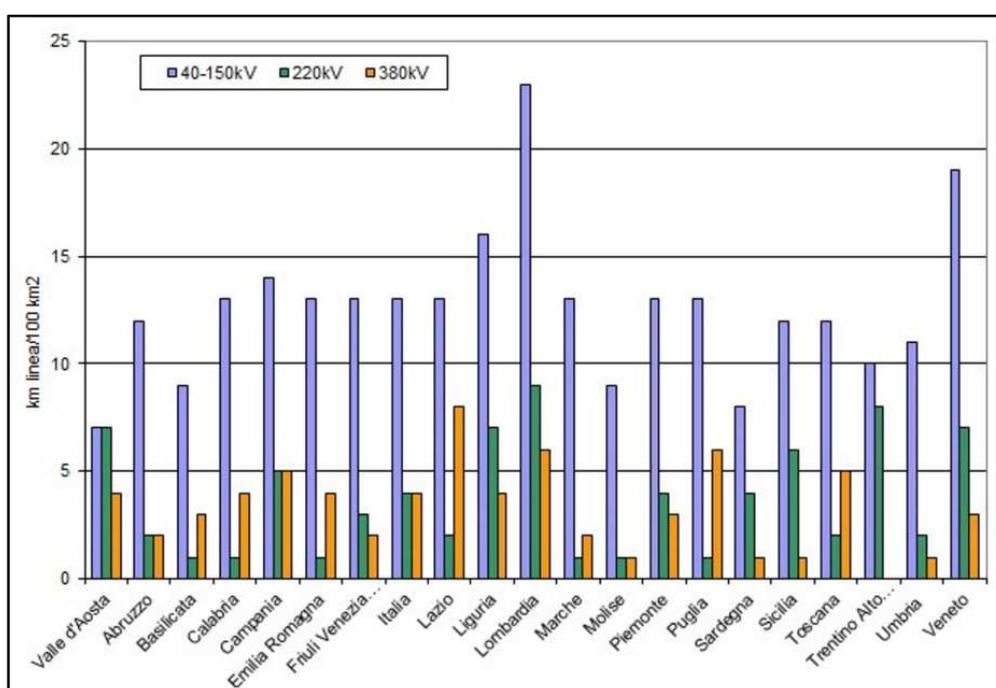


FIGURA 158: MONITORAGGIO VAS – Lunghezza delle linee elettriche ad alta tensione normalizzata alla superficie regionale (km di linea/100km²). (Fonte dati: X Relazione sullo stato dell'ambiente-Arpa VdA)

Andamento La Valle d'Aosta è tra le regioni italiane con maggiore sviluppo delle linee elettriche a 220 kV rispetto alla superficie regionale. Le linee elettriche ad alta tensione e le cabine di trasformazione primarie si concentrano nelle aree di fondovalle, insieme alla maggior parte delle infrastrutture, dove è maggiore la densità di popolazione, generando situazioni di forte prossimità tra elettrodotti ed edifici. L'estensione della rete delle linee elettriche ad alta tensione sul territorio regionale non ha subito variazioni significative negli ultimi anni.

INDICATORI DI RICADUTA AMBIENTALE DIRETTAMENTE CONNESSI AGLI INTERVENTI DI PIANO

L'unico indicatore di ricaduta ambientale direttamente connesso agli interventi di piano relativo al PAESAGGIO riguarda gli impianti fotovoltaici ed è costituito dal *Numero di dei nuovi impianti su copertura rispetto al totale installato*.

Indicatore Numero dei nuovi impianti su copertura rispetto al totale installato

L'indicatore esprime il rapporto tra il numero impianti fotovoltaici posizionati sulle coperture rispetto al numero totale degli impianti installati. Il numero di impianti fotovoltaici su copertura non è presente né nelle banche dati regionali né nei dati statistici nazionali. Tale indicatore non è quindi elaborabile.

Nel documento "Rapporto statistico - Solare fotovoltaico" pubblicato annualmente dal GSE per il periodo dal 2011 al 2014 sono presenti informazioni a carattere regionale in merito alle potenze di impianti fotovoltaici distinti tra impianti a terra e su copertura, informazioni non più presenti a partire 2015 come riepilogato nella tabella a seguire

	POSIZIONAMENTO IMPIANTI INSTALLATI				
	a terra	su edifici	serre / pensiline	altro	TOTALE
	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]
2011	1.668	11.398	139	695	13.900
2012	2.013	15.372	183	732	18.300
2013	2.189	16.716	199	796	19.900
2014	2.310	17.430	210	1.050	21.000
2015	non disp.	non disp.	non disp.	non disp.	non disp.

Tabella 63: MONITORAGGIO VAS – Posizionamento impianti Fotovoltaici in base alle potenze (Fonte dati: Rielaborazione dati GSE).

Dal 2011 al 2014 mediamente l'11% del totale delle potenza installata è posizionata a terra , circa l'83% su edifici e il restante 6% su altre strutture.

7.5 RADIAZIONI NON IONIZZANTI

Le radiazioni non ionizzanti sono onde elettromagnetiche di energia tale da non provocare la ionizzazione della materia, cioè il distacco di elettroni da atomi o molecole. Nel linguaggio comune le radiazioni non ionizzanti sono chiamate campi elettromagnetici.

INDICATORI DI CONTESTO AMBIENTALE

Il monitoraggio VAS del piano individua i seguenti due indicatori di contesto ambientale per descrivere i fattori di pressione ambientale delle radiazioni non ionizzanti :

- Sviluppo delle linee elettriche in rapporto alla superficie territoriale e distribuzione delle cabine primarie -
- Corrente media annuale transitante negli elettrodotti ad alta tensione

L'indicatore *Sviluppo delle linee elettriche in rapporto alla superficie territoriale e distribuzione delle cabine primarie* è già stato analizzato nel capitolo 7.4 relativo al PAESAGGIO.

Indicatore Corrente media annuale transitante negli elettrodotti ad alta tensione

Descrizione L'indicatore quantifica la somma delle correnti medie annuali transitanti negli elettrodotti ad alta tensione, suddivisa per categoria di tensione nominale (380, 220 e 132 kV). Poiché il campo magnetico generato dagli elettrodotti è proporzionale alla corrente transitante e, quindi, variabile nel tempo, la conoscenza dell'andamento della corrente è un dato fondamentale per poter valutare l'esposizione della popolazione al campo magnetico a bassa frequenza (50Hz). L'indicatore è monitorato dall'Arpa Valle d'Aosta sulla base dei dati forniti dai gestori degli elettrodotti ed è pubblicato nella Relazione sullo Stato dell'Ambiente (RSA). Di seguito si riportano parte delle informazioni relative all'indicatore estratte dalla "X Relazione sullo stato dell'ambiente dell'Arpa".

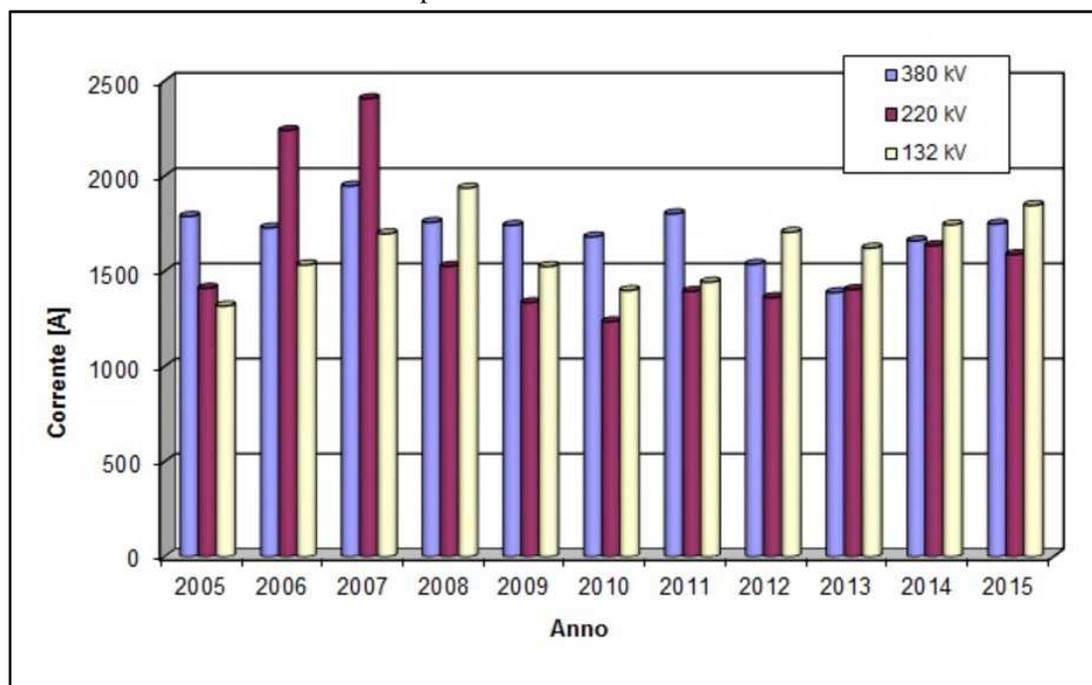


FIGURA 159: MONITORAGGIO VAS Somma delle correnti medie annuali transitante negli elettrodotti ad alta tensione suddivise per tipologia di linea. (Fonte dati: X Relazione sullo stato dell'ambiente-Arpa VdA)

Andamento Complessivamente la corrente media transitante negli elettrodotti della Valle d'Aosta nell'anno 2015 ha mantenuto un valore dell'ordine di grandezza di poco superiore a 5000 A/anno, in linea con quanto riscontrato nell'anno precedente. Gli elettrodotti a 380 kV importano corrente dalla Francia verso l'Italia ed attraversano la Valle d'Aosta senza derivazioni sul territorio regionale. Gli elettrodotti a 220 kV importano corrente dalla Svizzera verso l'Italia e trasportano anche la maggior parte della corrente prodotta sul territorio regionale dalle numerose centrali idroelettriche. Infine, quelli a 132 kV garantiscono sia il trasporto della corrente prodotta sul territorio regionale verso il resto del territorio nazionale sia la distribuzione interna regionale. Gli andamenti della corrente sono, pertanto, influenzati sia dalla richiesta nazionale di energia elettrica sia dall'andamento della produzione delle centrali idroelettriche. Dopo la riduzione della corrente transitante negli elettrodotti a 380 e 220 kV registrata nel 2008 il valore delle correnti si è stabilizzato nel corso degli anni successivi.

INDICATORI DI RICADUTA AMBIENTALE DIRETTAMENTE CONNESSI AGLI INTERVENTI DI PIANO

L'unico indicatore di ricaduta ambientale relativo alle radiazioni non ionizzanti si riferisce agli impianti fotovoltaici e d è il seguente.

Indicatore Numero di superamenti limiti di legge dell'esposizione della popolazione al campo magnetico a 50 Hz generato da impianti fotovoltaici

In base alle informazioni fornite da Arpa VdA, non corrisponde alcun superamento dei limiti di legge nel periodo 2011-2015 per gli impianti fotovoltaici.

Per la tipologia impiantistica "Fotovoltaico", infatti, viene richiesto ai sensi della l.r. 25 maggio 2015, n. 13 e della l.r. 26.05.2009, n. 12, in fase valutativa/autorizzativa un parere tecnico ad ARPA VdA per quanto concerne le "radiazioni non ionizzanti". In tale parere ARPA VdA esprime le proprie valutazioni sulle "distanze minime" che ogni elettrodotto deve mantenere da siti frequentati a vario titolo da persone. In presenza di una corretta realizzazione del progetto, anche a seguito di eventuali prescrizioni fornite da questa Agenzia, i limiti relativi sono rispettati.

7.6 RIFIUTI

INDICATORI DI CONTESTO AMBIENTALE

Indicatore Produzione di rifiuti

Descrizione L'indicatore quantifica la produzione totale e pro-capite, sul territorio valdostano, dei rifiuti di origine domestica (urbani) o ad essi assimilati. I dati relativi ai rifiuti sono raccolti e pubblicati annualmente dall'Osservatorio regionale sui rifiuti della Valle d'Aosta (ORR-VDA) sul "Rapporto sulla gestione dei rifiuti". Di seguito vengono illustrati i grafici e le tabelle relative alla produzione di rifiuti in Valle d'Aosta nel periodo 2011-2015.

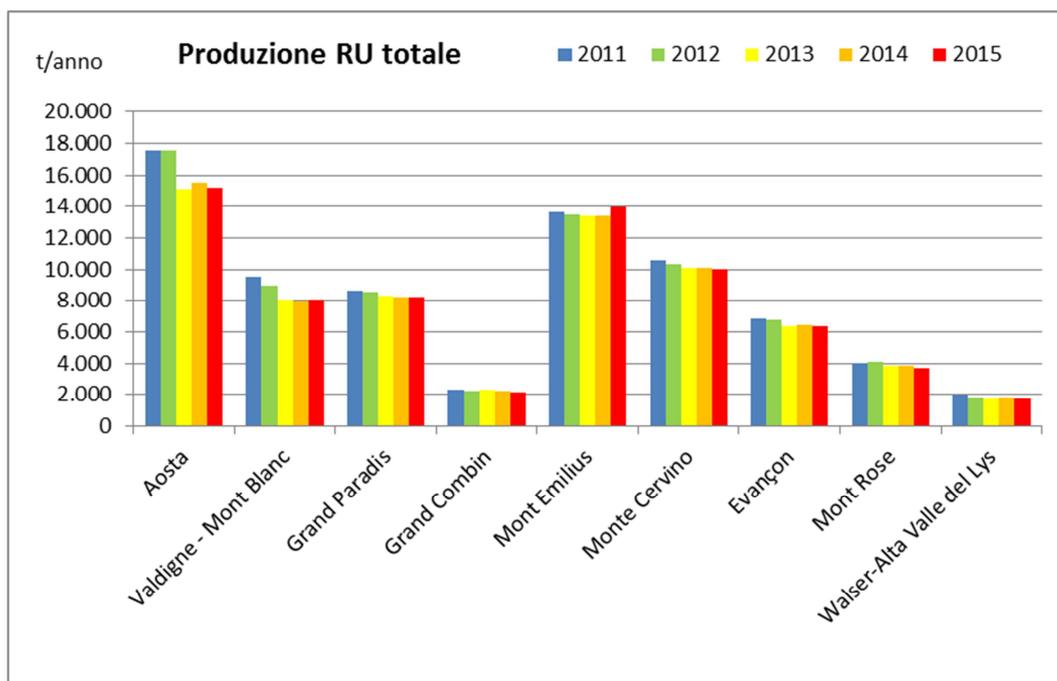


FIGURA 160: MONITORAGGIO VAS Produzione totale di rifiuti urbani espressa in tonnellate/anno. (Fonte dati: X Relazione sullo stato dell'ambiente-Arpa VdA)

Totale Rifiuti urbani (tonnellate) per Unité des Communes e città di Aosta	2011	2012	2013	2014	2015
Aosta	17.590	17.532	15.163	15.490	15.164
Valdigne - Mont Blanc	9.512	8.988	8.089	8.006	8.087
Grand Paradis	8.669	8.535	8.344	8.206	8.255
Grand Combin	2.338	2.250	2.277	2.193	2.165
Mont Emilius	13.679	13.484	13.393	13.424	13.975
Monte Cervino	10.567	10.377	10.105	10.064	10.039
Evançon	6.872	6.803	6.351	6.451	6.403
Mont Rose	4.022	4.063	3.831	3.875	3.701
Walser-Alta Valle del Lys	2.023	1.827	1.704	1.788	1.752
TOTALE	75.272	73.860	69.257	69.495	69.540

Tabella 64: MONITORAGGIO VAS – Produzione totale di rifiuti urbani espressa in tonnellate/anno. (Fonte dati: X Relazione sullo stato dell'ambiente-Arpa VdA)

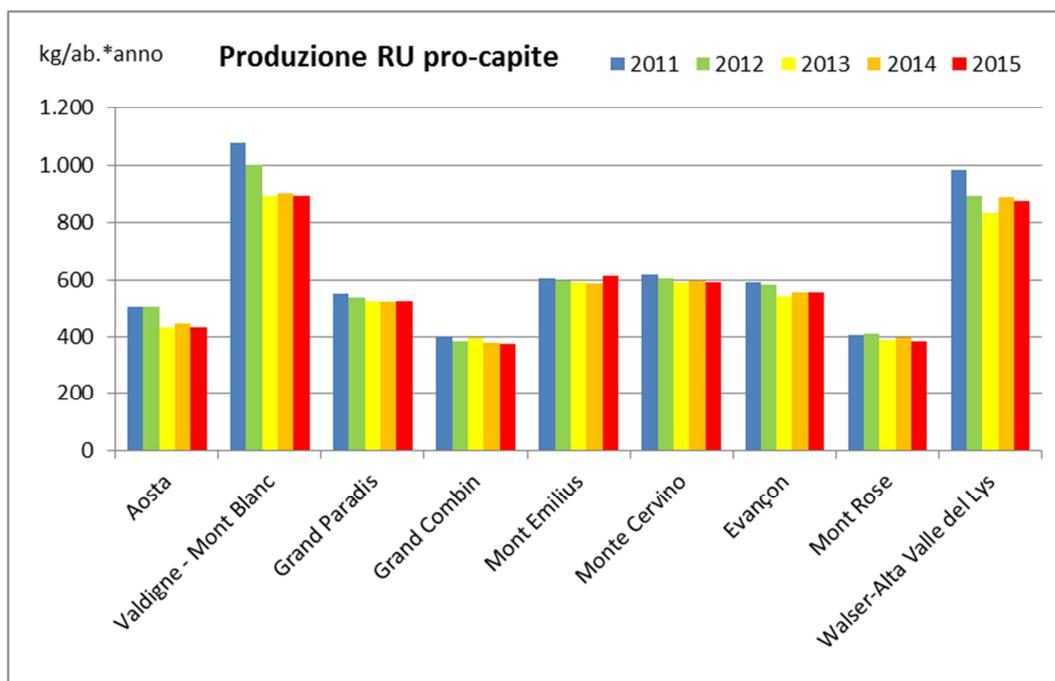


FIGURA 161: MONITORAGGIO VAS - Produzione pro-capite di rifiuti urbani(RU) per abitante espressa in chilogrammi/ab.*anno. (Fonte dati: rielaborazione dati ORR-VDA)

Produzione procapite di RU (kg/ab*anno) per Unité des Communes e città di Aosta	2011	2012	2013	2014	2015
Aosta	502	501	432	445	433
Valdigne - Mont Blanc	1.078	1.002	898	904	898
Grand Paradis	551	539	527	520	526
Grand Combin	400	384	394	380	375
Mont Emilius	607	595	591	588	613
Monte Cervino	621	606	590	596	593
Evançon	591	584	544	556	557
Mont Rose	405	410	389	396	384
Walsar-Alta Valle del Lys	984	895	835	892	877
Valle d'Aosta	585	572	536	542	542

Tabella 65: MONITORAGGIO VAS – Produzione totale pro-capite di rifiuti urbani(RU) per abitante espressa in chilogrammi/ab.*anno. (Fonte dati: rielaborazione dati ORR-VDA).

Andamento La maggiore produzione di rifiuti urbani si osserva per la città di Aosta, per la quale si rileva un aumento di produzione fino al 2010, una diminuzione dal 2011 al 2013 ed un andamento costante nei due anni successivi. Importanti produzioni si hanno nelle Comunità Montane Monte Cervino e Valdigne, per la presenza dei centri turistici di Valtournenche-Cervinia e di Courmayeur, e nella Comunità Montana Monte Emilius, che comprende quasi tutti i comuni del circondario di Aosta ed è sede di molte attività commerciali.

La tendenza, per l'intero territorio regionale, è stata di un aumento di produzione fino al 2010, una diminuzione tra il 2011 e il 2013 (più rilevante nel 2013) ed un andamento costante nei due anni successivi. La produzione pro-capite è assai elevata nelle Comunità Montane Valdigne e Walser, poiché la presenza di turismo invernale ed estivo fa aumentare la produzione totale di rifiuti mentre il numero di abitanti residenti è relativamente basso.

INDICATORI DI RICADUTA AMBIENTALE DIRETTAMENTE CONNESSI AGLI INTERVENTI DI PEAR

Il monitoraggio VAS prevede diversi indicatori di ricaduta ambientale riferiti alla produzione di rifiuti associati agli interventi del PEAR. In particolare ne prevede uno specifico per gli impianti idroelettrici che analizza la produzione annuale di fanghi di dragaggio e altri tre che prendono in considerazione i residui di combustione (scorie di caldaia, le ceneri prodotte dai generatori termici e dagli impianti di abbattimento dei fumi) che sono associate agli interventi relativi agli impianti a biomassa, agli impianti di cogenerazione, agli impianti di teleriscaldamento. I dati necessari ad elaborare i seguenti indicatori sono ricavati dai modelli unici di dichiarazione ambientale (MUD) che i produttori e gestori di rifiuti inviano annualmente alle camere di commercio. I residui di combustione da biomasse non sono generalmente classificati come rifiuti speciali pericolosi. In Valle d'Aosta gli impianti di cogenerazione e teleriscaldamento sono perlopiù alimentati a biomassa e gas naturale e producono quindi rifiuti classificati non pericolosi. Bisogna inoltre considerare che l'obbligo di presentare la dichiarazione MUD sussiste solo per tutti i produttori di rifiuti speciali pericolosi e solo per una parte degli operatori economici che producono rifiuti speciali non pericolosi. Inoltre, i rifiuti prodotti da soggetti privati non sono rilevabili in questa e in altre banche dati. Per queste ragioni, i dati estrapolabili dai MUD non sono sufficientemente completi e dettagliati per poter elaborare gli indicatori sui residui di combustione per i vari impianti. I fanghi di dragaggio sono rifiuti speciali che possono essere attribuiti quasi esclusivamente alla manutenzione degli impianti idroelettrici. Inoltre i fanghi di dragaggio sono generalmente tutti conferiti in impianti di trattamento che sono tenuti alla dichiarazione MUD.

Indicatore Produzione di fanghi di dragaggio

Descrizione L'indicatore quantifica la produzione annuale di fanghi di dragaggio che sono quasi esclusivamente prodotti dalla manutenzione degli impianti idroelettrici. In particolare i fanghi derivano principalmente dalla pulizia dei bacini e delle vasche di carico degli impianti. I dati sono stati ricavati dall'Arpa in base alle informazioni contenute nei MUD.

	2011	2012	2013	2014	2015
Fanghi di dragaggio (t/anno)	37.431	7.478	5.195	52.310	136.683

Tabella 66: MONITORAGGIO VAS – Produzione annuale di fanghi di dragaggio espressa in tonnellate/anno. (Fonte dati: Arpa VdA)

Andamento L'andamento della produzione di fanghi di dragaggio è molto irregolare. Probabilmente gli anni con maggiore produzione coincidono con le operazioni di pulizia dei bacini di più grandi dimensioni.

7.7 RUMORE

L'inquinamento acustico è causato da un'eccessiva esposizione a suoni e rumori di elevata intensità. Questo può avvenire in città e in ambienti naturali. La legge n. 447/1995 art. 2 fornisce la definizione di inquinamento acustico: "l'introduzione di rumore nell'ambiente abitativo o nell'ambiente esterno tale da provocare fastidio o disturbo al riposo e alle attività umane, pericolo per la salute umana, deterioramento degli ecosistemi, dei beni materiali, dei monumenti, dell'ambiente abitativo o dell'ambiente esterno o tale da interferire con le normali funzioni degli ambienti stessi". Nel monitoraggio VAS sono previsti solo indicatori di ricaduta ambientale direttamente connessi agli interventi di PEAR che fanno riferimento al fattore di disturbo rumore.

INDICATORI DI RICADUTA AMBIENTALE DIRETTAMENTE CONNESSI AGLI INTERVENTI DI PEAR

L'unico indicatore di ricaduta ambientale relativo al rumore si riferisce agli impianti idroelettrici, eolici e a biomassa ed è stato definito come: numero di attività controllate, connesse al PEAR, per cui si è riscontrato un superamento dei limiti normativi. In base alle informazioni fornite da Arpa, non è stata effettuata alcuna attività per il controllo della rumorosità degli impianti sopra descritti nel periodo 2011-2015. Tale riscontro, peraltro, risulta coerente con il contesto normativo vigente inerente l'impatto acustico. Per ogni tipologia impiantistica, infatti, viene richiesta ai sensi della l.r. n. 20/2009 "Nuove disposizioni in materia di prevenzione e riduzione dell'inquinamento acustico. Abrogazione della legge regionale 29 marzo 2006, n. 9", in fase valutativa/autorizzativa una Relazione preliminare di impatto acustico la quale viene esaminata da ARPA VdA. In presenza di una corretta realizzazione del progetto, i limiti relativi all'impatto acustico sono di norma rispettati e, conseguentemente, non vengono segnalate agli Organi di controllo situazioni di disturbo che richiedano interventi da parte dell'ARPA.

7.8 PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI (VIA)

Nel documento monitoraggio VAS sono presenti due indicatori di ricaduta ambientale direttamente connessi agli interventi di PEAR che fanno riferimento alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA). Questi indicatori sono riferiti alle diverse tipologie di impianti che sfruttano le fonti energetiche rinnovabili (idroelettrico, fotovoltaico, eolico, biomassa) e alle azioni di promozione dell'efficienza energetica (cogenerazione, pompe di calore ed impianti di teleriscaldamento).

Gli indicatori sono definiti nel modo seguente:

- n° di impianti soggetti a VIA/n° impianti soggetti a Verifica di assoggettabilità a VIA;
- n° di impianti soggetti a VIA approvati/n° di impianti soggetti a VIA.

Dal confronto con la struttura competente in materia di VIA, si è considerato che i suddetti indicatori possono fornire indicazioni parziali sull'eventuale incremento di istanze relative alle varie tipologie di impianti da fonti rinnovabili che, se caratterizzati da una determinata soglia dimensionale, sono sottoposti alle procedure previste dalla normativa regionale in materia di valutazione di impatto ambientale (l.r. 12/2009); tuttavia la suddetta indicazione risulta di difficile correlazione diretta e immediata rispetto agli obiettivi e alle azioni promosse dal PEAR, anche a causa della tempistica di espletamento delle procedure di verifica di assoggettabilità a VIA, e delle VIA, che possono subire interruzioni/sospensioni e quindi protrarsi nel tempo.

Inoltre, i singoli procedimenti non sono sempre rappresentabili nella loro interezza nel corso del singolo anno, in quanto possono interessare più annualità (ad. es. una istanza di VIA presentata in un determinato anno può avere il proprio procedimento concluso l'anno successivo).

Pertanto, su indicazione della struttura competente, si ritiene più opportuno fornire i dati singoli ripartiti come nelle tabelle seguenti, senza una loro elaborazione come da indicatori previsti nel documento di monitoraggio VAS.

Idroelettrico	2011	2012	2013	2014	2015
Impianti presentati a verifica di assoggettabilità VIA	5	1	3	6	8
Impianti dichiarati da assoggettare a VIA	5	0	3	3	5
Impianti presentati a VIA	9	12	9	3	8
Impianti sottoposti a VIA approvati	9	7	6	8	4
Fotovoltaico	2011	2012	2013	2014	2015
Impianti presentati a verifica di assoggettabilità VIA	5	3	0	0	0
Impianti dichiarati da assoggettare a VIA	0	0	0	0	0
Impianti presentati a VIA	0	0	0	0	0
Impianti sottoposti a VIA approvati	0	0	0	0	0
Eolico	2011	2012	2013	2014	2015
Impianti presentati a verifica di assoggettabilità VIA	1	0	0	0	0
Impianti dichiarati da assoggettare a VIA	1	0	0	0	0
Impianti presentati a VIA	0	0	0	0	0
Impianti sottoposti a VIA approvati	0	0	0	0	0

Tabella 67: *MONITORAGGIO VAS – Numero di impianti sottoposti alle procedure di VIA. (Fonte dati: R.A.V.A. -Struttura valutazione ambientale e tutela qualità dell'aria)*

Biomassa	2011	2012	2013	2014	2015
Impianti presentati a verifica di assoggettabilità VIA	1	0	0	0	0
Impianti dichiarati da assoggettare a VIA	0	0	0	0	0
Impianti presentati a VIA	0	0	0	0	0
Impianti sottoposti a VIA approvati	0	0	0	0	0
Pompe di calore	2011	2012	2013	2014	2015
Impianti presentati a verifica di assoggettabilità VIA	0	0	0	0	0
Impianti dichiarati da assoggettare a VIA	0	0	0	0	0
Impianti presentati a VIA	0	1	0	0	0
Impianti sottoposti a VIA approvati	0	1	0	0	0
Teleriscaldamento	2011	2012	2013	2014	2015
Impianti presentati a verifica di assoggettabilità VIA	0	0	0	0	0
Impianti dichiarati da assoggettare a VIA	0	0	0	0	0
Impianti presentati a VIA	0	1	0	0	0
Impianti sottoposti a VIA approvati	0	0	1	0	0

Tabella 68: MONITORAGGIO VAS – Numero di impianti sottoposti alle procedure di VIA. (Fonte dati: R.A.V.A. -Struttura valutazione ambientale e tutela qualità dell'aria

Dall'analisi dei suddetti dati si possono rilevare i seguenti aspetti:

- gli impianti idroelettrici rappresentano nei vari anni la parte preponderante della tipologia di impianti che sfruttano le fonti rinnovabili sottoposti alle procedure di valutazione ambientale; la maggiore parte dei progetti, a seguito di Verifica di assoggettabilità, viene sottoposta a procedura di VIA, le cui istruttorie risultano sovente molto complesse e richiedenti tempi prolungati di espletamento (il suddetto aspetto causa la mancanza di corrispondenza diretta tra i dati riportati in allegato nell'ambito del singolo anno);
- gli impianti fotovoltaici ed eolici sono stati esaminati nell'ambito delle procedure di verifica di assoggettabilità in particolare nelle annualità 2011-2012, mentre negli anni seguenti non sono pervenute istanze. Probabilmente, questo andamento è dovuto anche all'entrata in vigore delle disposizioni di cui alla deliberazione di Giunta regionale n. 9 del 5 gennaio 2011 (“individuazione delle aree e dei siti del territorio regionale non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici ed eolici...”) che ha introdotto dei limiti sulla tipologia e sulla taglia degli impianti realizzabili sul territorio.- Per quanto riguarda le altre tipologie di impianti oggetto di monitoraggio, si precisa che gli interventi presentati per le procedure di valutazione ambientale sono stati solo occasionali e in genere sono stati esaminati nell'ambito di progetti complessivi riguardanti altre tipologie di opere previste dalla l.r. 12/2009 (es. correlati a fabbricati e/o a grandi opere pubbliche, ecc.).

8. AZIONI E MISURE

Il presente capitolo intende fare un quadro delle misure in ambito di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) e dell'efficientamento energetico previste a livello nazionale, regionale che possano influire sull'andamento del sistema energetico e avere un impatto sull'evoluzione degli scenari di piano e il conseguente raggiungimento degli obiettivi.

Per una più facile lettura le misure sono state suddivise in tre macro voci: sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER), efficientamento energetico e misure per lo sviluppo di mobilità elettrica. Si specifica che le azioni qui di seguito riportate non riguardano il quadro regolatorio al quale si rimanda al capitolo 1 ma vengono trattate prevalentemente le misure finanziarie attualmente disponibili.

Nel capitolo 8.3 si riportano in breve alcuni atti normativi e misure finanziarie effettuate da altre regioni che si ritengono rappresentative in particolare anche sul tema della mobilità elettrica.

8.1 MISURE A LIVELLO NAZIONALE

I principali strumenti finanziari per il periodo 2015-2020 per lo sviluppo delle FER e per l'efficientamento energetico si suddividono principalmente in incentivi (in conto capitale) e finanziamenti e sono qui di seguito riportati e suddivisi nelle macro categorie "sviluppo FER" e "Efficientamento energetico", gli strumenti che comprendono entrambe le categorie sono stati inseriti nel capitolo ove la tematica Fer o efficienza energetica è prevalente.

8.1.1 Interventi di sviluppo delle FER

Si riportano a seguire le principali misure finanziarie a livello nazionale per lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili.

<i>Incentivi per le fonti energetiche rinnovabili non fotovoltaiche</i>	https://www.gse.it/servizi-per-te/fondi-rinnovabili/fer-elettriche
NORMATIVA DI RIFERIMENTO	Decreto Ministeriale del 23/06/2016 (aggiornamento del Decreto Ministeriale del 06/07/2012)
RESPONSABILE/GESTORE DEL MECCANISMO	Il responsabile della gestione del meccanismo è il GSE (Gestore dei Servizi Energetici).
BENEFICIARI	Installatori di impianti a FER (escluso il fotovoltaico)
PRINCIPALI CONTENUTI	Il Decreto disciplina l'accesso ad incentivi per impianti a fonti energetiche rinnovabili non fotovoltaiche mediante o l' iscrizione in appositi registri o tramite accesso diretto riservato a impianti eolici fino ai 60kW, impianti idroelettrici fino ai 250 kW, impianti alimentati a biomassa fino ai 200 kW, impianti a biogas fino ai 100 kW, gli impianti oggetto di rifacimenti (nel rispetto di definite condizioni), gli impianti realizzati con procedura pubblica da amministrazioni pubbliche (nel rispetto di definite condizioni), gli impianti solari termodinamici con potenza fino a 100 kW. E' possibile presentare richiesta di accesso diretto agli incentivi fino al 31 dicembre 2017 o, in ogni caso, decorsi 30 giorni dalla data dell'eventuale raggiungimento di un costo indicativo massimo di 5,8 miliardi di euro l'anno, comunicato con delibera AEEGSI sulla base dei dati forniti dal

	<p>GSE.</p> <p>Il decreto prevede due differenti meccanismi incentivanti:</p> <p>A) una tariffa incentivante omnicomprensiva (To) per gli impianti di potenza fino a 0,500 MW, calcolata sommando alla tariffa incentivante base (Tb) gli eventuali premi a cui l'impianto ha diritto. Il corrispettivo erogato comprende anche la remunerazione dell'energia che viene ritirata dal GSE;</p> <p>B) un incentivo (I) per gli impianti di potenza superiore a 0,500 MW, calcolato come differenza tra la tariffa incentivante base (Tb) - a cui vanno sommati eventuali premi a cui l'impianto ha diritto - e il prezzo zonale orario dell'energia. L'energia prodotta resta nella disponibilità del produttore.</p>
CUMULABILITA'	I meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto non sono cumulabili con altri incentivi pubblici comunque denominati, fatte salve le disposizioni di cui all'art. 26 del decreto legislativo n. 28 del 2011.

Scambio sul posto	https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/scambio-sul-posto
NORMATIVA DI RIFERIMENTO	Delibera dell'Autorità dell'Energia Elettrica e del gas 570/2012/R/efr
RESPONSABILE/GESTORE DEL MECCANISMO	Il responsabile della gestione del meccanismo è il GSE (Gestore dei Servizi Energetici).
BENEFICIARI	<p>Possono accedere al meccanismo di scambio sul posto:</p> <p>a) il cliente finale presente all'interno di un "Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo" (c.d. ASSPC) che sia contestualmente anche un produttore di energia elettrica dagli impianti di produzione che costituiscono l'ASSPC;</p> <p>b) il cliente finale titolare di un insieme di punti di prelievo ed immissione non necessariamente tra essi coincidenti che, al tempo stesso, sia produttore di energia elettrica in relazione agli impianti di produzione connessi per il tramite dei suddetti punti (c.d. scambio sul posto altrove).</p> <p>Si evidenzia inoltre che :</p> <ul style="list-style-type: none"> - la potenza complessiva installata nell'ASSPC da impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007 non deve superare i 20 kW; - la potenza complessiva installata nell'ASSPC da impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2014 non deve superare i 200 kW; - la potenza complessiva installata nell'ASSPC da impianti di cogenerazione ad alto rendimento non deve superare i 200 kW; - la potenza complessiva degli impianti di produzione nell'ASSPC non deve superare i 500 kW.
PRINCIPALI CONTENUTI	<p>Il meccanismo di scambio sul posto prevede una compensazione tra il valore economico associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico teorico associato all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.</p> <p>Il GSE, come disciplinato dalla Delibera 570/2012/R/efr, ha il compito di gestire le attività connesse allo scambio sul posto e di erogare il contributo in conto scambio (CS), che garantisce il rimborso ("ristoro") di una parte degli oneri sostenuti dall'utente per il prelievo di energia elettrica dalla rete.</p>
CUMULABILITA'	Non è cumulabile per chi accede alle tariffe incentivanti del DM del

	23/06/2016. Tale meccanismo non è compatibile con il Ritiro dedicato dell'energia e con la Tariffa omnicomprensiva.
--	---

8.1.2 Interventi di efficientamento energetico

A livello nazionale sono molteplici gli strumenti di promozione dell'efficienza energetica in particolare molti promuovono lo sviluppo del parco immobiliare verso l'edilizia a energia quasi zero ovvero con requisiti "NZEB (Nearly Zero – Energy Buildings)" promossi dalla direttiva Europea 2010/31/UE (direttiva EPBD – Energy Performance of Buildings Directive) successivamente modificata dalla direttiva 2012/30/UE.

Conto termico 2.0	https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/conto-termico
NORMATIVA DI RIFERIMENTO	Decreto Ministeriale del 16 Febbraio 2016
RESPONSABILE/GESTORE DEL MECCANISMO	Il responsabile della gestione del meccanismo è il GSE (Gestore dei Servizi Energetici).
BENEFICIARI	Pubbliche Amministrazioni, imprese e privati
PRINCIPALI CONTENUTI	<p>Si tratta di incentivi a fondo perduto per interventi di incremento dell'efficienza energetica in edifici esistenti (riservati solo alla Pubblica Amministrazione e interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da rinnovabile riservati alla Pubblica Amministrazione e ai privati. Nello specifico per la sola Pubblica Amministrazione :</p> <ul style="list-style-type: none"> • fino al 65% della spesa sostenuta per gli "Edifici a energia quasi zero" (nZEB); • fino al 40% per gli interventi di isolamento di muri e coperture, per la sostituzione di chiusure finestrate, per l'installazione di schermature solari, l'illuminazione di interni, le tecnologie di <i>building automation</i>, le caldaie a condensazione; • fino al 50% per gli interventi di isolamento termico nelle zone climatiche E/F e fino al 55% nel caso di isolamento termico e sostituzione delle chiusure finestrate, se abbinati ad altro impianto (caldaia a condensazione, pompe di calore, solare termico, ecc.); <p>Sia per la Pubblica Amministrazione che per i privati:</p> <ul style="list-style-type: none"> • fino al 65% per pompe di calore, caldaie e apparecchi a biomassa, sistemi ibridi a pompe di calore e impianti solari termici in sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti; • il 100% delle spese per la Diagnosi Energetica e per l'Attestato di Prestazione Energetica (APE) per le PA (e le ESCO che operano per loro conto) e il 50% per i soggetti privati, con le cooperative di abitanti e le cooperative sociali. <p>E' previsto sia per la Pubblica Amministrazione che per i soggetti privati un iter semplificato per gli interventi riguardanti l'installazione di apparecchi di piccola taglia (per generatori fino a 35 kW e per sistemi solari fino a 50 mq) contenuti nel Catalogo degli apparecchi domestici, reso pubblico e aggiornato periodicamente dal GSE.</p>

CUMULABILITA'	Gli incentivi del nuovo conto termico non sono cumulabili con altri incentivi statali, fatti salvi i fondi di rotazione, i fondi di garanzia e i contributi in conto interesse, non sono cumulabili con le Detrazioni fiscali . La Pubblica Amministrazione può invece coprire il 100% delle spese sostenute anche con altri incentivi di natura statale .
----------------------	--

<i>Detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio</i>	http://efficienzaenergetica.acs.enea.it/ http://www.agenziaentrate.gov.it/wps/content/nsilib/nsi/schede/agevolazioni/detrazione+riqualificazione+energetica+55+2016/cosa+riqualificazione+55+2016
NORMATIVA DI RIFERIMENTO	Legge di bilancio 2018 (legge n. 205 dell'27 dicembre 2017). Legge 296/2006 (Finanziaria 2007) .
RESPONSABILE/GESTORE DEL MECCANISMO	Il responsabile della gestione del meccanismo è l'ENEA – AGENZIA DELLE ENTRATE .
BENEFICIARI	Possono usufruire delle detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio: - le persone fisiche, compresi gli esercenti arti e professioni; - i contribuenti che conseguono reddito d'impresa (persone fisiche, società di persone, società di capitali); - le associazioni tra professionisti; - gli enti pubblici e privati che non svolgono attività commerciale.
PRINCIPALI CONTENUTI	Queste agevolazioni fiscali prevedono la detrazione dall'IRPEF o dall'IRES, per la realizzazione di interventi che aumentino il livello di efficienza energetica degli edifici esistenti e dotati di impianti di riscaldamento. Le detrazioni sono concesse nella misura del 65% per: - gli interventi di riqualificazione energetica di edifici esistenti, che ottengono un valore limite di fabbisogno di energia primaria annuo per la climatizzazione invernale inferiore di almeno il 20% rispetto ai valori riportati in un'apposita tabella (i parametri cui far riferimento sono quelli definiti con decreto del ministro dello Sviluppo economico dell'11 marzo 2008, così come modificato dal decreto 26 gennaio 2010); - miglioramento delle prestazioni termiche dell'involucro dell'edificio (attraverso la coibentazione di solai, pareti, coperture ecc.); - sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale con caldaie a condensazione e con la messa a punto del sistema di distribuzione e/o contestuale installazione di sistemi di termoregolazione evoluti; - sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale con pompe di calore; - l'installazione di pannelli solari per la produzione di acqua calda per usi domestici o industriali per la copertura del fabbisogno di acqua calda in piscine, strutture sportive, case di ricovero e cura,

	<p>istituti scolastici e università;</p> <ul style="list-style-type: none"> - l'acquisto, l'installazione e la messa in opera di dispositivi multimediali per il controllo da remoto degli impianti di riscaldamento o produzione di acqua calda o di climatizzazione delle unità abitative, volti ad aumentare la consapevolezza dei consumi energetici da parte degli utenti e a garantire un funzionamento efficiente degli impianti. - sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con impianti dotati di caldaie a condensazione di efficienza almeno pari alla classe A di prodotto e contestuale installazione di sistemi di termoregolazione evoluti, appartenenti alle classi V, VI oppure VIII; - sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con impianti dotati di apparecchi ibridi costituiti da pompa di calore integrata con caldaia a condensazione, assemblati in fabbrica ed espressamente concepiti dal fabbricante per funzionare in abbinamento tra loro; <p>Le detrazioni sono concesse nella misura del 50% per :</p> <ul style="list-style-type: none"> - l'acquisto e posa in opera di finestre comprensive di infissi e di schermature solari; - la sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con impianti dotati di caldaie a condensazione con efficienza almeno pari alla classe A di prodotto (sono esclusi dalla detrazione gli interventi di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con impianti dotati di caldaie a condensazione con efficienza inferiore alla classe A di prodotto); - l'acquisto e posa in opera di impianti di climatizzazione invernale dotati di generatori di calore alimentati da biomasse combustibili, fino a un valore massimo della detrazione di 30.000 euro. <p>Per i <i>condomini</i> è prevista la detrazione del 70% e/o 75% per le spese sostenute per interventi di riqualificazione energetica relativi alle parti comuni che interessano l'involucro dell'edificio con un'incidenza superiore al 25% della superficie disperdente lorda .</p>
CUMULABILITA'	<p>Le detrazioni fiscali non sono cumulabili con le detrazioni previste per le ristrutturazioni edilizie e con il Conto Termico.</p> <p>Da Gennaio 2013 la detrazione fiscale per gli interventi di risparmio energetico sono compatibili con specifici incentivi concessi da Regioni, Province, Comuni.</p>

Certificati Bianchi – “Titoli di efficienza energetica (TEE)”	https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/certificati-bianchi
NORMATIVA DI RIFERIMENTO	<ul style="list-style-type: none"> - Decreto Ministeriale del 11/01/2017 - Decreto Ministeriale del 22/12/2015 - Decreto Ministeriale del 28/12/2012
RESPONSABILE/GESTO	Gestore dei Servizi Elettrici (GSE)

RE DEL MECCANISMO	
BENEFICIARI	<p>I soggetti ammessi al meccanismo sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> - soggetti obbligati (come definito dall'articolo 3 del DM del 11/01/2017) ovvero i distributori di energia elettrica e gas naturale che hanno più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione; - imprese di distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale non soggette all'obbligo; - soggetti sia pubblici che privati che, per tutta la durata della vita utile dell'intervento presentato, sono in possesso della certificazione secondo la norma UNI CEI 11352, o hanno nominato un esperto in gestione dell'energia certificato secondo la norma UNI CEI 11339, o sono in possesso di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla norma ISO 50001.
PRINCIPALI CONTENUTI	<p>I Certificati Bianchi o Titoli di efficienza energetica sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento del risparmio energetico negli usi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento dell'efficienza energetica.</p> <p>Il sistema dei certificati bianchi prevede che i distributori di energia elettrica e di gas naturale raggiungano annualmente determinati obiettivi quantitativi di risparmio di energia primaria, espressi in Tonnellate Equivalenti di Petrolio risparmiate (TEP). Le aziende distributrici di energia elettrica e gas possono assolvere al proprio obbligo realizzando progetti di efficienza energetica che diano diritto ai certificati bianchi oppure acquistando i TEE da altri soggetti sul mercato dei Titoli di Efficienza Energetica organizzato dal GME.</p> <p>Per la quantificazione dei risparmi conseguiti sono presenti delle specifiche schede per ogni tipologia di intervento. Un certificato equivale al risparmio di una tonnellata equivalente di petrolio (TEP).</p>
CUMULABILITA'	<p>I Certificati Bianchi non sono cumulabili con:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) le detrazioni fiscali; b) finanziamenti statali concessi in conto capitale; c) il credito di imposta per l'acquisto di macchinari e attrezzature (ad esempio il credito di imposta introdotto dal D.L. 24-6-2014 n. 91); d) Programmi operativi interregionali – POI Energia - poiché il Soggetto erogatore dei finanziamenti risulta essere direttamente il Ministero dello Sviluppo Economico, e pertanto ricadono nella fattispecie “altri incentivi statali” <p>I Certificati Bianchi sono cumulabili con gli incentivi riconosciuti a livello regionale, locale e comunitario per interventi di efficientamento energetico (ad esempio i POR FESR per i quali il soggetto erogatore è la Regione).</p>
Decreto per l'efficientamento energetico delle Piccole e Medie Imprese (PMI)	http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/incentivi/energia/diagnosi-energetiche

NORMATIVA RIFERIMENTO	DI	Decreto Ministeriale del 12/05/2015 “Avviso pubblico per il cofinanziamento di programmi presentati dalle Regioni e finalizzati a sostenere la realizzazione di diagnosi energetiche nelle piccole e medie imprese (PMI) o l’adozione, nelle stesse, di sistemi di gestione dell’energia conformi alle norme iso 50001 ai sensi dell’articolo 8, comma 9 del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102.”
RESPONSABILE MECCANISMO	DEL	Ministero dello Sviluppo economico e Enea
BENEFICIARI		Piccole, Medie Imprese
PRINCIPALI CONTENUTI		Cofinanziamento di programmi presentati dalle Regioni per sostenere la realizzazione di diagnosi energetiche o l’adozione di sistemi di gestione conformi alle norme ISO 50001 da parte delle PMI che non ricadono negli obblighi di cui all’articolo 8, comma 3 del d.lgs 102/14. Gli incentivi sono erogati a seguito dell’effettiva realizzazione da parte di ciascuna impresa di almeno un intervento di efficientamento energetico, tra quelli aventi tempo di ritorno economico inferiore o uguale a 4 anni suggeriti dalla diagnosi o a seguito dell’ottenimento della conformità del sistema di gestione dell’energia alla norma ISO 50001; Le risorse disponibili per la Regione Valle d’Aosta ammontano a circa 149.250€. Il Ministero dello Sviluppo economico è in fase di revisione di alcuni contenuti e di modalità di accesso al bando per gli anni successivi al 2017.
CUMULABILITA’		-

Fondi Strutturali - programmazione 2014- 2020		http://ec.europa.eu/regional_policy/it/policy/how/stages-step-by-step/ http://ec.europa.eu/esf/main.jsp?catId=576&langId=it
NORMATIVA RIFERIMENTO	DI	-
RESPONSABILE MECCANISMO	DEL	Commissione europea – Politica regionale urbana Tema dell’efficienza energetica contenuto nell’obiettivo 4 “4. Sostenere la transizione verso un’economia a basse emissioni di carbonio”
BENEFICIARI		Regioni
PRINCIPALI CONTENUTI		Il programma si propone di promuovere la crescita economica e di contribuire al raggiungimento degli obiettivi della strategia Europa 2020 per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva. Le principali direttrici degli interventi sono: 1. interventi di efficientamento energetico e riduzione dei consumi negli edifici e nelle strutture pubbliche o ad uso pubblico, residenziali e non residenziali, 2. interventi sulle reti: potenziamento delle reti intelligenti realizzato prioritariamente nell’ambito di progetti di smart cities e smart communities , in sinergia con le azioni finanziate dagli assi I e 2 in materia di ricerca e innovazione e delle tecnologie per l’informazione e comunicazione in particolare attraverso strumenti a supporto della mobilità collettiva sostenibile ed i servizi di infomobilità; 3. aumento della mobilità sostenibile nelle aree urbane. Le risorse finanziarie comunitarie totali messe a disposizione per l’Italia

	ammontano a poco meno di 32 miliardi di euro, di cui quasi 23 per le regioni meno sviluppate (Campania, Puglia, Calabria, Sicilia e Basilicata), 1,1 per le regioni in transizione (Abruzzo, Molise e Sardegna) e i restanti 7,8 per le regioni più sviluppate. A queste risorse si aggiungono le quote di cofinanziamento nazionale, per le quali si può fare riferimento a quelle minime previste dal Regolamento: 50% per le regioni più sviluppate; 40% per le regioni in transizione; 25% per le regioni meno sviluppate.
CUMULABILITA'	-

Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica	Decreto firmato il 28/12/2017 da parte del Ministero dello Sviluppo Economico e Ministero dell'Ambiente della tutela del Territorio e del Mare in pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale
NORMATIVA DI RIFERIMENTO	Fondo previsto dal decreto legislativo n.102 del 04 luglio 2014 articolo 15
RESPONSABILE DEL MECCANISMO	INVITALIA, soggetto designato dal Ministero per la gestione del fondo
BENEFICIARI	<p>1 – IMPRESE (copertura max del 70% dei costi agevolabili con minimo 250.000€ e massimo 4.000.000€):</p> <p>a) per interventi di efficientamento energetico ivi inclusi gli esercizi in cui viene esercitata l'attività economica;</p> <p>b) per installazione o potenziamento di reti idr impianti di teleriscaldamento e per teleraffrescamento;</p> <p>2 – ESCO (copertura max del 70% dei costi agevolabili con minimo 250.000€ e massimo 4.000.000€):</p> <p>a) miglioramento dell'efficienza energetica dei servizi e/o delle infrastrutture pubbliche compresa l'illuminazione pubblica</p> <p>b) miglioramento efficienza energetica degli edifici destinati ad uso residenziale con particolare riferimento all'edilizia popolare;</p> <p>c) miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici della pubblica Amministrazione (PA);</p> <p>3 – PUBBLICA AMMINISTRAZIONE (copertura max del 60% dei costi agevolabili(80% per illuminazione pubblica) con minimo 150.000€ e massimo 2.000.000)</p> <p>a) efficientamento energetico dei servizi delle infrastrutture pubbliche compresa la pubblica amministrazione</p> <p>b) efficientamento energetico degli edifici della PA anche quelli destinati ad uso residenziale con particolare riguardo all'edilizia popolare.</p>
PRINCIPALI CONTENUTI	<p>Il fondo di efficienza energetica è un fondo destinato ad interventi di efficienza energetica e è articolato in due sezioni:</p> <p>a) una sezione per la concessione di garanzie su singole operazioni di finanziamento, cui è destinato il 30% delle risorse che annualmente confluiscono nel Fondo;</p> <p>b) una sezione per l'erogazione di finanziamenti a tasso agevolato (tasso del 0,25% per 10 anni per le imprese e ESCO e 0,25 per 15 anni per la Pubblica Amministrazione) cui è destinato il 70% delle risorse che annualmente confluiscono nel Fondo.</p>
CUMULABILITA'	Il fondo è cumulabile con agevolazioni contributive o finanziarie previste da altre normative comunitarie, nazionali e regionali nel limite del <i>Regolamento de minimis</i> laddove applicabile, o entro le intensità di aiuto

	massime consentite dalla vigente normativa dell'Unione Europea in materia di aiuti di Stato. Il Fondo è cumulabile con gli incentivi di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 11 gennaio 2017 concernente l'aggiornamento delle linee guida per il meccanismo dei Certificati Bianchi
--	--

Fondo per l'efficienza energetica nell'edilizia scolastica (Fondo Kyoto)	http://www.minambiente.it/pagina/fondo-kyoto-le-scuole-2016
NORMATIVA DI RIFERIMENTO	<ul style="list-style-type: none"> - Decreto legislativo 91/2014 (legge n°116 del 11/08/2014) prevede interventi per l'efficientamento energetico degli immobili di proprietà pubblica adibiti all'istruzione scolastica, - Decreto interministeriale n. 66 del 14 aprile 2015 che definisce le modalità di accesso al bando - decreto Ministeriale 40/2016, - decreto Ministeriale n°169 del 27/06/2017 che prevede la proroga di presentazione delle domande al 30/06/2018.
RESPONSABILE DEL MECCANISMO	Cassa depositi e prestiti S.p.A.
BENEFICIARI	<ul style="list-style-type: none"> - i soggetti pubblici proprietari degli immobili; - i soggetti pubblici che a titolo oneroso o gratuito hanno in uso gli immobili pubblici di cui al punto precedente; - i Fondi di investimento chiusi, costituiti ai sensi dell'articolo 33, comma 2, del decreto legge 6 luglio 2001, n. 98, convertito con modificazioni, dalla legge 15 luglio 2011, n. 111 e s.m.i.
PRINCIPALI CONTENUTI	Il fondo promuove, attraverso la concessione di finanziamenti a tasso agevolato (0,25%), la realizzazione di interventi di efficientamento energetico sugli edifici di proprietà pubblica destinati ad uso scolastico ed universitario, ivi compresi gli asili nido e gli istituti per l'alta formazione artistica, musicale e coreutica (AFAM). La durata massima del finanziamento non dovrà superare i vent'anni.
CUMULABILITA'	-

Fondo per l'acquisto e/o ristrutturazione di immobili (Plafond casa)	https://www.abi.it/Pagine/Mercati/Crediti/Crediti-alle-persone/Mutui/Plafond-casa-Convenzione-ABI-Cdp.aspx
NORMATIVA DI RIFERIMENTO	Legge n°124 del 28/10/2013
RESPONSABILE DEL MECCANISMO	Cassa depositi e prestiti e Associazione bancaria Italiana
BENEFICIARI	<ul style="list-style-type: none"> - giovani coppie: coniugi o semplicemente conviventi (sotto i 40 anni) - famiglie numerose: con 3 o più figli; -famiglie di cui faccia parte una persona disabile
PRINCIPALI	Finanziamento per l'acquisto di immobili residenziali (fino a 250.000€)

CONTENUTI	con priorità per le abitazioni principali appartenenti ad una delle classi energetiche A, B, o C e/o di interventi di ristrutturazione e accrescimento dell'efficienza energetica (100.000€)
CUMULABILITA'	-

8.2 MISURE A LIVELLO REGIONALE

Le misure messe in atto a livello regionale sono state suddivise nei principali soggetti a cui sono rivolte (settore dell'edilizia residenziale, delle imprese e dell'agricoltura) e comprendono interventi sia di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili che di efficientamento energetico. Tali misure costituiscono un elemento di leva importante per la riduzione dei consumi del parco edilizio regionale.

8.2.1 Misure nell'ambito dell'edilizia residenziale

A livello regionale la legge che tratta le tematiche energetiche, è la legge regionale del 25 maggio 2015 n° 13 *“Disposizioni per l'adempimento degli obblighi della Regione autonoma Valle d'Aosta derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea. Attuazione della direttiva 2006/123/CE, relativa ai servizi nel mercato interno (direttiva servizi), della direttiva 2009/128/CE, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria ai fini dell'utilizzo sostenibile dei pesticidi, della direttiva 2010/31/UE, sulla prestazione energetica nell'edilizia e della direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati (Legge europea regionale 2015)”* al Titolo III *“Energia attuazione della direttiva 2010/31/UE.*

Nell'ambito di tale norma, al fine di adempiere a quanto previsto nella Pianificazione energetica regionale sono stati predisposti degli specifici strumenti finanziari (Capo III) che prevedono la concessione di mutui per la realizzazione di interventi di trasformazione edilizia e impiantistica nel settore dell'edilizia residenziale che comportino un miglioramento dell'efficienza energetica anche mediante l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili come riportato a seguire:

Mutui per il miglioramento dell'efficienza energetica nel settore residenziale	http://www.regione.vda.it/energia/Mutui/default_i.aspx
NORMATIVA DI RIFERIMENTO	Legge regionale n°13 del 25/05/2015 Delibera di Giunta Regionale n°146 del 12/02/2018 e successive Delibere di aggiornamento
RESPONSABILE DEL MECCANISMO	- Assessorato Attività Produttive, energia, politiche del lavoro e ambiente - struttura risparmio energetico e sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili; - Coa energia Finaosta - Finaosta S.p.A.
BENEFICIARI	Possono beneficiare del mutuo i sogetti privati (se persone fisiche di età compresa tra i 18 e 70 anni): • proprietari dell'edificio oggetto di intervento; • proprietari in regime di condominio dell'edificio oggetto di intervento;

	<ul style="list-style-type: none"> • titolari di altro diritto reale sugli edifici oggetto di intervento, purché legittimati all'esecuzione dell'opera; • condominii rappresentati dall'amministratore condominiale regolarmente nominato e appositamente autorizzato dall'assemblea dei condomini dell'edificio oggetto di intervento. <p>Non possono beneficiare del mutuo le multiproprietà. Non sono finanziabili gli interventi eseguiti da imprese di costruzione, ristrutturazione edilizia e vendita su edifici alla cui produzione o scambio è diretta l'attività di impresa.</p>
PRINCIPALI CONTENUTI	<p>La norma prevede il finanziamento di interventi di trasformazione edilizia e impiantistica nel settore dell'edilizia residenziale, anche mediante l'eventuale utilizzo di fonti energetiche rinnovabili, che comportino un miglioramento dell'efficienza energetica, su edifici esistenti, ubicati nel territorio regionale che possono riguardare l'intero edificio o una porzione dello stesso, costituiti da una o più unità immobiliari.</p> <p>Gli interventi sono finanziabili se rispettano la normativa vigente ed in particolare i requisiti minimi di prestazione energetica .</p> <p>Vengono quindi concessi dei mutui a un tasso fisso pari all'1% per una durata massima di 30 anni per interventi sopra i 30.000€, 15 anni per i mutui di importo superiore ai 30.000 nel caso in cui la domanda sia presentata da condominii rappresentati dall'amministratore condominiale regolarmente nominato e infine di 10 anni per interventi sotto i 30.000€. I mutui sono concessi nella misura massima del 100% della spesa ammissibile al netto dell'IVA nella misura massima di 200.000€ per singolo contratto di mutuo, 300.000€ nel caso di interventi di totale demolizione e ricostruzione e 400.000€ nel caso di domanda presentata dall'amministratore di condominio.</p> <p>Gli interventi devono essere ultimati e l'edificio deve risultare agibile entro 60 mesi per mutui di importo superiore ai 30.000€ e entro 24 mesi per mutui di importo inferiore a 30.000€, dalla data di concessione di mutuo da parte della Giunta Regionale.</p> <p>Dotazione finanziaria a Dicembre 2017: 12.500.000 euro.</p>
CUMULABILITA'	<p>I mutui non sono cumulabili con altri contributi o finanziamenti pubblici concessi per la realizzazione degli stessi interventi, sono cumulabili con le detrazioni fiscali per interventi di efficientamento energetico.</p>

Per quanto riguarda invece azioni sul parco immobiliare della Pubblica Amministrazione, sono state previste una serie di azioni nell'ambito del PO/FESR 2014-2020 :

PO/FESR 2014-2020 - Progetto strategico "Efficientamento energetico edifici pubblici"	<p>La programmazione PO FESR 2014/2020 prevede, nell'ambito dell'Asse prioritario 4 - <i>Sostenere la transizione verso un'economia a bassa emissione di carbonio in tutti i settori</i>, l'Azione 4.1.1 – <i>Promozione dell'eco-efficienza e riduzione di consumi di energia primaria negli edifici e strutture pubbliche: interventi di ristrutturazione di singoli edifici o complessi di edifici, installazione di sistemi intelligenti di telecontrollo, regolazione, gestione, monitoraggio e ottimizzazione dei consumi energetici (smart buildings) e delle emissioni inquinanti anche attraverso l'utilizzo di mix tecnologici.</i></p>
NORMATIVA DI RIFERIMENTO	<p>- d.G.r. 1255 del 23/09/2016: approvazione del progetto strategico "Efficientamento energetico edifici pubblici";</p>

RESPONSABILE MECCANISMO	DEL	Assessorato Attività produttive, energia, politiche del lavoro e ambiente Coordinatore Dipartimento Industria, Artigianato ed Energia
BENEFICIARI		Strutture e enti regionali referenti degli edifici oggetto di efficientamento energetico
PRINCIPALI CONTENUTI		<p>Obiettivo specifico del progetto strategico è la riduzione dei consumi degli edifici di proprietà della Pubblica amministrazione, in particolare quelli energivori e con elevati costi di gestione, incrementando l'efficienza energetica degli stessi, attraverso interventi mirati di riqualificazione energetica, contribuendo alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, grazie alla sinergia tra diminuzione dei consumi e aumento della produzione da fonti rinnovabili.</p> <p>Il progetto si pone l'obiettivo di intervenire su edifici, selezionati tra quelli sottoposti a diagnosi energetica nella precedente programmazione POR FESR 2007/2013, che siano particolarmente energivori e, ove possibile, permettano un miglioramento della classificazione energetica in seguito alla realizzazione degli interventi.</p> <p>Si intende, inoltre, utilizzare tali interventi per sensibilizzare tutti gli attori coinvolti nel settore ed i cittadini, attivando opportune azioni di divulgazione, prevedendo la realizzazione di materiale divulgativo e l'organizzazione di eventi.</p> <p>L'attuazione del Progetto strategico è demandata a specifici "Progetti integrati", relativi agli interventi sui singoli edifici, che ne garantiscono l'effettiva realizzazione.</p> <p>Dotazione finanziaria: 11.252.000 euro.</p>
CUMULABILITA'		I finanziamenti previsti sugli edifici nell'ambito della programmazione PO FESR 14/20 sono cumulabili con il Conto Termico

8.2.2 Misure nell'ambito delle attività di impresa

Per quanto riguarda gli strumenti finanziari rivolti alle imprese si citano:

<i>Bando per investimenti per la tutela dell'ambiente per interventi finalizzati all'efficienza energetica, alla produzione di FER e al teleriscaldamento e teleraffrescamento</i>		http://www.regione.vda.it/Portale_impresa/Sostegno_alle_impresa/Bando_art_2_lr_8_2016/default_i.aspx
NORMATIVA RIFERIMENTO	DI	Bando in attuazione dell'articolo 2 della legge regionale n°8 del 13 giugno 2016 – sezione 4 “ <i>Investimenti per la tutela dell'ambiente per interventi finalizzati all'efficienza energetica, alla produzione di energia da fonti rinnovabili al teleriscaldamento e teleraffrescamento</i> ”
RESPONSABILE MECCANISMO	DEL	- Assessorato Attività Produttive, energia, politiche del lavoro e ambiente Struttura, ricerca innovazione e qualità
BENEFICIARI		<ul style="list-style-type: none"> • medie e grandi imprese industriali che esercitano un'attività diretta alla produzione di beni e di servizi non ancora attive in Valle d'Aosta ma che intendono investire sul territorio regionale o già presenti in Valle d'Aosta con almeno una unità locale produttiva, che intendono realizzare

	investimenti coerenti con quanto previsto dal bando (non possono presentare domanda le imprese classificate come piccole imprese ai sensi dell'Allegato 1 al GBER); <ul style="list-style-type: none"> • aggregazioni di imprese di cui al precedente punto, costituite in forma consortile prima della presentazione della domanda.
PRINCIPALI CONTENUTI	La legge regionale n°8 del 13/06/2016 all'articolo 2 prevede finanziamenti tramite bando alle imprese . Il presente bando prevede finanziamenti a fondo perduto per investimenti a favore di misure di efficienza energetica e volti alla promozione di energia da fonti energetiche rinnovabili e investimenti per il teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti sotto il profilo energetico. L'entità massima dell'aiuto è mediamente per le grandi imprese del 55% e per le medie imprese mediamente del 45%. Il contributo massimo erogato è di 1.000.000 euro
CUMULABILITA'	-

8.2.3 Misure in ambito agricolo

Restaurom riqualificazione alpeggi	<i>e</i>	http://www.regione.vda.it/agricoltura/PSR_2014_2020/Bandi/misure_strutturali/sottomisura_7_6_i.aspx
NORMATIVA RIFERIMENTO	DI	FEARS – Programma di sviluppo rurale 2014-2020 Misura M7 “Servizi di base e rinnovamento dei villaggi nelle zone rurali” Tipologia d'intervento 7.6.1 “ investimenti relativi alla manutenzione, al restauro e alla riqualificazione degli alpeggi”
RESPONSABILE MECCANISMO	DEL	Assessorato Agricoltura e Risorse Naturali
BENEFICIARI		Proprietari degli alpeggi, in qualità di conduttori o soggetti pubblici e privati
PRINCIPALI CONTENUTI		L'intervento intende sostenere interventi volti alla ristrutturazione e ampliamento di strutture per lo svolgimento delle attività agricole comprensivi di utilizzo di fonti energetiche rinnovabili. il contributo viene concesso nella forma di conto capitale nella misura massima del 50% .
CUMULABILITA'		-

8.2.1 Misure mobilità' elettrica

La legge regionale del 25/05/2015 n°13 all'articolo 60 (Sviluppo della mobilità sostenibile) prevede che al fine di ridurre i consumi da fonte fossile nel settore dei trasporti, la Regione promuove lo sviluppo della mobilità sostenibile attraverso misure volte a favorire la diffusione dei veicoli a basse emissioni e la realizzazione delle infrastrutture per la ricarica degli stessi.

In tale ambito la Regione ha partecipato al bando del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (previsto dal PNIRE 2014) con la presentazione di due progetti che hanno consentito la realizzazione di una rete di ricarica di veicoli elettrici costituita da **35 punti di ricarica** diffusi su tutto il territorio come anche riportato nel capitolo 4.6.2 al quale si rimanda per approfondimenti.

Nell'anno 2014/2015, nell'ambito della nuova programmazione **POR/FESR 2014/2020**, l'Assessorato Attività produttive, energia, politiche del lavoro e ambiente ha commissionato uno studio per individuare delle linee di indirizzo preliminari sul possibile sviluppo della mobilità elettrica sul territorio regionale.

E' stato quindi redatto un documento "**La mobilità elettrica in Valle d'Aosta- Analisi propedeutica e linee di indirizzo**" nel quale vengono analizzati i possibili target di utenza che potrebbero essere potenzialmente interessati allo sviluppo della mobilità elettrica in Valle d'Aosta, quali: componente pubblica (Comuni, Regione, Unités des Communes e Usl Valle d'Aosta), privata (i residenti), occasionale (i turisti, i pendolari) e infine operativa (i gestori dei servizi della mobilità, le aziende del trasporto pubblico locale, gli operatori logistici, chi svolge attività alberghiere ecc...). Per ognuno di questi gruppi sono stati ipotizzati gli elementi incentivanti ed i punti di attenzione che potrebbero rappresentare delle barriere allo sviluppo della mobilità elettrica.

Il percorso individuato prevede in particolare la **promozione della mobilità elettrica nell'ambito della pubblica amministrazione** (per esempio con la sostituzione della flotta pubblica più vetusta con mezzi elettrici) e lo **sviluppo della rete di ricarica pubblica**.

Per incrementare il tasso di penetrazione dei veicoli elettrici (puri e ibridi) circolanti in Valle d'Aosta si riporta che è necessario incentivare anche la mobilità elettrica privata agendo su diversi fronti:

- incentivi per la sostituzione dei veicoli di proprietà più vecchi e inquinanti e **incentivi all'utilizzo dei veicoli elettrici** (per esempio agevolazioni per la sosta e per l'accesso alle ZTL, incentivi all'utilizzo della ricarica pubblica);
- **incentivi per le installazioni delle wall-box ad uso privato**.

Un ruolo fondamentale viene attribuito alle così dette **politiche di accompagnamento** per i possessori di auto elettriche quali: **l'accesso privilegiato alle aree ZTL, l'utilizzo gratuito o agevolato dei parcheggi, l'estensione del bollo per le auto elettriche oltre quanto previsto dalla normativa nazionale** (cinque anni), ecc.. tutti interventi che vengono percepiti dall'utilizzatore come "forme compensative" per avere scelto un veicolo elettrico.

Nello studio sono stati considerati anche sistemi di "**car sharing**", **in misura più ridotta** rispetto a quanto in genere presente nelle principali città italiane, finalizzati a specifici target di utenza quali per esempio: micro – car da utilizzare per fare fronte a spostamenti di tipo turistico di breve raggio nella piana di Aosta e nelle località turistiche più attrattive; veicoli per il trasporto di merci nelle zone centrali della città; sistemi di "car sharing su misura" per l'utilizzo, laddove disponibile, della flotta pubblica da parte di privati per periodi medio lunghi. Dal documento emerge quindi che lo sviluppo della mobilità elettrica necessita oltre che di un'infrastruttura di ricarica che consenta gli spostamenti da un territorio all'altro anche di azioni volte a favorire l'acquisto di mezzi elettrici e l'installazione di sistemi di ricarica a livello domestico. I risultati nel breve e medio periodo saranno tanto più importanti quanto più si riuscirà a mettere in campo risorse finanziarie e capacità di coinvolgimento tra gli enti e gli operatori.

8.3 MISURE PREVISTE IN ALTRE REGIONI

Nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017 nel capitolo relativo alla "Governance" si cita l'importanza della diffusione delle "buone pratiche" e si indica l'Enea come ente preposto per divulgazione della tematica dell'efficienza energetica sul territorio nazionale.

Il Decreto Legislativo 102/2014 all'articolo 13 prevede che l'Enea, in collaborazione con le associazioni di categoria, in particolare delle ESCO e dei Servizi energetici, con le associazioni dei consumatori e con le Regioni, predisponga un programma triennale di informazione e formazione finalizzato a promuovere e

facilitare l'uso efficiente dell'energia. A tal fine è stato realizzato un portale “*Italia in classe A*” (<http://www.italiainclassea.enea.it/home.aspx>) finalizzato a diffondere le tematiche dell'efficienza energetica presso la popolazione, scuole, pubblica amministrazione, imprese e favorire la partecipazione delle Banche e degli Istituti finanziari al finanziamento di interventi di miglioramento dell'efficienza energetica, anche attraverso la messa a disposizione di dati ed esperienze di partenariato pubblico-privato.

Le azioni e misure prese da altre regioni in termini di efficienza energetica sono particolarmente numerose e possono essere reperite presso il portale del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) che nella sezione “supporto – normativa” (<https://www.gse.it/normativa>) effettua una ricognizione di atti normativi, provvedimenti, piani, programmi, strumenti di incentivazione e promozione e strumenti di regolazione internazionali, europei, nazionali, regionali, locali con possibilità di ricerca per tematiche. Gli atti normativi regionali vengono inoltre inviati tramite news letter a ciascuna regione. Tra questi si possono citare a titolo esemplificativo e non esaustivo alcune quali:

- *Interventi di efficientamento del parco edilizio e sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili:*

- **PIEMONTE: D.G.R. n.114567 del 16 gennaio 2017.** La [DGR n.114567 del 16 gennaio 2017](#) ha attivato, nell'ambito del **POR FESR 2014/2020**, due misure finalizzate alla **riduzione dei consumi energetici** negli **edifici** e nelle **strutture pubbliche** delle **Province**, della **Città Metropolitana di Torino** e dei **Comuni piemontesi**, attraverso la realizzazione di interventi di **efficienza energetica**, eventualmente accompagnati dalla **produzione di energia rinnovabile per autoconsumo**.
- **PIEMONTE: D.D. n.206 del 23 maggio 2017.** La [DD n.206 del 23 maggio 2017](#) ha approvato il **bando** “**Riduzione dei consumi energetici e utilizzo di fonti rinnovabili nelle strutture pubbliche dei Comuni o Unioni di Comuni con popolazione fino a 5.000 abitanti**”, nell'ambito dell'Asse IV del POR FESR 2014/2020.
- **PIEMONTE: D.G.R. n.104624 del 2 febbraio 2017.** La [DGR n. n.104624 del 2 febbraio 2017](#) ha aderito al **partenariato** del progetto europeo “**Data4Action**”, come previsto dall'emendamento al contratto di sovvenzione, firmato dall'**Association Rhonalpennergie-Environnement** (capofila di progetto) e dall'**EASME** (gestore del programma per la Commissione Europea), incentrato sullo sviluppo dell'accesso ai dati relativi ai **consumi energetici** da parte delle **amministrazioni pubbliche** locali, che devono predisporre e monitorare i **PAES**, come previsto dal **Patto dei Sindaci**.
- **ABRUZZO: D.D. n.025/50 del 14 marzo 2017.** La [DD n.025/50 del 14 marzo 2017](#) ha approvato l'**Avviso pubblico** per il sostegno alla **promozione dell'eco-efficienza e riduzione di consumi di energia primaria** negli **edifici** e strutture pubbliche, mediante interventi di **ristrutturazione** di singoli edifici o complessi di edifici, installazione di **sistemi intelligenti di telecontrollo**, regolazione, gestione, monitoraggio e ottimizzazione dei consumi energetici (**Smart building**) e delle **emissioni inquinanti** anche attraverso l'utilizzo di **mix tecnologici**.
- **PROVINCIA AUTONOMA DI TRENTO: D.G.P. n.513 del 31 marzo 2017.** La [DGP n.513 del 31 marzo 2017](#) ha approvato i criteri e le modalità di attuazione della [LP n.1 del 22 aprile 2014](#), per la concessione di **contributi** a copertura degli interessi relativi al **mutuo** per l'anticipazione delle **detrazioni fiscali** statali, relativi alle **spese** relative a **interventi di riqualificazione energetica** - Bando 2017
- **LOMBARDIA: D.D. n.4888 del 3 maggio 2017.** Il [DD n.4888 del 3 maggio 2017](#) ha disposto la riapertura dei termini a valere sul **bando regionale FREE**, per l'**efficientamento energetico** degli **edifici pubblici** di proprietà degli enti locali

- **MARCHE: D.D. n.140 del 28 settembre 2017.** Il [DD n.140 del 28 settembre 2017](#) ha approvato il bando relativo al POR FESR 2014/2020, Intervento 13.2.1 “Interventi di **efficienza energetica** e utilizzo delle **fonti rinnovabili** nella **pubblica illuminazione**”.
- **PUGLIA: D.G.R. n.471 del 28 marzo 2017.** La [DGR n.471 del 28 marzo 2017](#) ha approvato lo schema di avviso pubblico per la partecipazione alle procedure di selezione di interventi riguardanti **infrastrutture pubbliche**, preposti alla **riduzione** dei **consumi energetici** negli **edifici** e nelle **strutture pubbliche**, residenziali e non, nonché all’**integrazione** delle fonti rinnovabili.

- *Interventi di efficientamento dell’illuminazione pubblica*

- **MARCHE D.D. n.140 del 28 settembre 2017.** Il [DD n.140 del 28 settembre 2017](#) ha approvato il bando relativo al POR FESR 2014/2020, Intervento 13.2.1 “Interventi di **efficienza energetica** e utilizzo delle **fonti rinnovabili** nella **pubblica illuminazione**”.
- **LOMBARDIA DD n.11432 del 10 novembre 2016 (BUR n.46 del 16 novembre 2016) -POR FESR 2014-2020: Asse IV, IV.4.C.1.2 –** Approvazione del bando destinato ad interventi per il miglioramento dell’efficienza energetica degli impianti di illuminazione pubblica e la diffusione di servizi tecnologici integrati. Il bando è finalizzato alla erogazione di sovvenzioni per interventi sui sistemi di pubblica illuminazione per conseguire una contrazione dei consumi e dei costi gestionali e l’abbattimento dell’inquinamento luminoso consentendo, contestualmente, la diffusione di servizi tecnologici integrati, come telecomunicazioni, sistemi di sicurezza, sistemi di telecontrollo, gestione ed acquisizione dati e diffusione di informazioni, atti a promuovere l’ottimizzazione e l’innovazione dei servizi pubblici in ambito urbano.
- **L’ENEA** ha realizzato il progetto **Lumière** http://progettolumiere.enea.it/?page_id=26097 e il network **PELL (Public Energy Living Lab)** finalizzato a fornire degli strumenti per le Pubbliche amministrazioni (principalmente Comuni) per riorganizzare il servizio di gestione dell’illuminazione pubblica al fine di renderlo efficiente in termini di consumi, funzionalità e costi. Il progetto Lumière propone quindi un modello gestionale per i Comuni che vogliono avviare una riorganizzazione del servizio di pubblica illuminazione con la redazione del Piano della Luce, censimento dell’impianto, audit energetico, progetto illuminotecnico fino alla redazione di un corretto bando di gara e quindi all’esecuzione dell’intervento.

- *Sviluppo delle FER:*

- **EMILIA ROMAGNA: D.G.R. n.6 dell’11 gennaio 2017.** La [DGR n.6 dell’11 gennaio 2017](#) ha approvato l’**Avviso pubblico** regionale che dà attuazione all’operazione del **PSR 2014-2020** - anno 2017 “Realizzazione di **impianti pubblici** per la **produzione di energia da fonti rinnovabili**”
- **LOMBARDIA: D.G.R. n.X7042 del 3 agosto 2017.** La [DGR n.X7042 del 3 agosto 2017](#) ha approvato le misure di incentivazione per il bando 2017 a favore della diffusione dei **sistemi di accumulo di energia elettrica da impianti fotovoltaici**.
- **VENETO: D.G.R. n.771 del 29 maggio 2017.** La [DGR n.771 del 29 maggio 2017](#) ha approvato i criteri e le modalità di ammissione ai finanziamenti di cui all’Azione 4.2.1 del **POR FESR 2014-2020** “**Incentivi** finalizzati alla **riduzione** dei **consumi energetici** e delle emissioni di **gas climalteranti** delle imprese e delle aree produttive compresa l’installazione di **impianti** di produzione di energia da **fonte rinnovabile** per l’**autoconsumo**, dando priorità alle tecnologie ad alta efficienza”.

- FRIULI VENEZIA GIULIA: D.G.R. n.2548 del 23 dicembre 2016. La [DGR n.2548 del 23 dicembre 2016](#) ha approvato il **bando** di attuazione per l'accesso individuale al PSR 2014/2020 mediante la tipologia di intervento 6.4.1 “Sostegno a investimenti nella creazione e nello sviluppo di energie rinnovabili”.

- *Sviluppo delle reti*

- SARDEGNA: D.D. n.7275-72 dell'8 marzo 2017. La [DD n.7275-72 dell'8 marzo 2017](#) ha approvato il **bando pubblico** per la selezione delle operazioni da finanziare nell'ambito del POR FESR Sardegna 2014/20 - Azioni per lo sviluppo di **progetti sperimentali di reti intelligenti** nei comuni. Realizzazione di micro reti elettriche finalizzate a massimizzare l'autoconsumo attraverso l'installazione di sistemi di accumulo e opportuni sistemi di gestione che consentano l'integrazione tra produzione, accumulo e consumo.

8.4 BEST PRACTISE MOBILITA' ELETTRICA

Per quanto riguarda la tematica della mobilità elettrica diverse regioni hanno partecipato al bando del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti a valere sul PNIRE 2014 per l'infrastrutturazione del territorio. e alcune regioni hanno investito nel settore con la realizzazione di altre iniziative delle quali si riportano le più rilevanti a seguire:

<i>Progetto Nemo Fvg (New Mobility)</i>	http://www.regione.fvg.it/rafvg/cms/RAFVG/ambiente-territorio/energia/FOGLIA27/
REGIONE	Friuli Venezia Giulia
RIFERIMENTI NORMATIVI	-
ELEMENTO PRINCIPALI INTERESSE	DI Iniziativa di collaborazione pubblico privato finalizzata alla diffusione della mobilità elettrica sul territorio regionale. Sistema di car sharing tra amministrazione pubblica e privati.
PRINCIPALI CONTENUTI	Il progetto Nemo Fvg viene realizzato in partnership con “Area Science park”, “Università di Trieste”, “BIT – Servizi per l'investimento sul territorio S.p.A.”, “Aniasa” e “Promoscience”. L'iniziativa prevede la dismissione di 800 veicoli alimentati a benzina o diesel , inquinanti e spesso obsoleti, delle flotte aziendali degli enti pubblici regionali e la loro sostituzione con 560 vetture elettriche da acquistare o da utilizzare a noleggio o in car sharing . L'iniziativa prevede anche l'installazione di 660 punti di ricarica (100 pubblici e 560 ad uso esclusivo della Pubblica Amministrazione) ed impianti a fonti rinnovabili integrati negli edifici o nelle aree parcheggio in grado di provvedere all'approvvigionamento del 50% del fabbisogno energetico annuale dei veicoli elettrici. Il progetto ha una durata di 4 anni : il primo anno sarà dedicato allo studio delle esigenze e allo studio tecnico-economico, nel secondo anno verrà redatto il capitolato di gara, il terzo e quarto anno saranno dedicati alla procedura di gara. Al termine dei 4 anni la gara dovrà essere aggiudicata e il servizio dovrà essere pienamente operativo.
IMPORTI FINANZIATI E	- Il progetto è finanziato dal Programma Horizon 2020 con 900mila euro; - dal 2017 al 2019 saranno attivati 13 milioni e 700 mila euro di

FONTI FINANZIAMENTO	DI	investimenti in partnership pubblico-privata per l'installazione di colonnine di ricarica e la sostituzione di vecchi veicoli.
--------------------------------	-----------	--

<i>Piano Provinciale della Mobilità elettrica</i>		http://www.provincia.tn.it/argomenti/trasporti/-primo_piano/pagina14.html
REGIONE		TRENTINO
RIFERIMENTI NORMATIVI		La giunta Provinciale di Trento ha approvato il 22 settembre 2017 il Piano Provinciale della Mobilità Elettrica (PPME)
ELEMENTO PRINCIPALI INTERESSE	DI	Incentivi per l'acquisto di auto elettriche e per la realizzazione di punti di ricarica e gestione degli spostamenti nei centri urbani attraverso l'applicazione di soluzioni sostenibili nel rispetto dell'ambiente, della salute, del clima e della sicurezza, volte a migliorare la qualità di vita presente e futura
PRINCIPALI CONTENUTI		Il piano provinciale della mobilità elettrica rientra in una strategia più ampia ovvero nella "Pianificazione e gestione degli interventi in materia di mobilità sostenibile" approvato con legge provinciale del 30/06/2017 n°6. Il piano prevede una serie di contributi dal 2018 al 2025 per : <ul style="list-style-type: none"> - realizzazione di colonnine di ricarica con l'obiettivo di raggiungere entro il 2025 circa 2500 punti di ricarica su tutto il territorio; - contributo per finanziare l'acquisto di veicoli elettrici con un contributo di circa 3.000 euro da parte della regione e 2.000 euro a carico dei concessionari, con l'obiettivo di raggiungere al 2025 circa 10.000 mezzi elettrici e ibridi circolanti; - l'implementazione e il potenziamento delle stazioni di "e-Bike sharing" per il miglioramento degli spostamenti dell'"ultimo miglio"; - incentivi per aumentare il numero delle cosiddette "wallbox" ovvero ricariche elettriche domestiche con un costo dell'energia agevolato; - esenzione dal pagamento della tassa di proprietà (il bollo) per cinque anni (come previsto da normativa) e poi riduzione del 75% per i successivi; - incentivi economici per l'acquisto delle bici e scooter elettrici.
IMPORTI FINANZIATI E FONTI FINANZIAMENTO	DI	Per la gestione del piano sono stati stanziati circa 1,6 milioni di euro per la realizzazione di colonnine di ricarica, 14 milioni di euro per finanziare l'acquisto di mezzi elettrici e ibridi.

<i>Progetto europeo E- MOTICON (E-Mobility Transnational strategy for an Interoperable Community and Networking in the Alpine Space)</i>		http://www.regione.lombardia.it/wps/portal/istituzionale/HP/DettaglioAvvisi/servizi-e-informazioni/cittadini/Muoversi-in-Lombardia/Mobilita-sostenibile/approvazione-progetto-emoicon/approvazione-progetto-emoicon
REGIONE		LOMBARDIA -RSE
RIFERIMENTI NORMATIVI		Delibera di Giunta Regionale nX6222 del 13/02/2017

ELEMENTI PRINCIPALI DI INTERESSE	Progetto che tratta la tematica della pianificazione della mobilità elettrica
PRINCIPALI CONTENUTI	La regione Lombardia è partner del progetto “E –Moticon” a valere sul programma “Interreg Alpine-Space – Cooperation Programm 2014-2020” e cofinanziato dal fondo POR – FESR 2014-2020. Il progetto si prefigge l’obiettivo di elaborare un “libro bianco” per la pianificazione delle infrastrutture fornendo strumenti utili per la sua regolamentazione e gestione.
IMPORTI FINANZIATI E FONTI DI FINANZIAMENTO	E’ previsto per il progetto un budget di 2,2 milioni di euro finanziati con fondi Fesr

9. CONCLUSIONI

La redazione del presente documento ha consentito di affrontare la tematica della pianificazione energetica non solo in termini di risultati raggiunti ma anche di definire gli aspetti metodologici della raccolta dati e di valutare le possibili implicazioni ambientali che la pianificazione può comportare.

Al momento della stesura del documento del Piano energetico ambientale regionale (PEAR) intorno al 2011-2012 sono emerse delle criticità legate alle fonti dati a disposizione in quanto erano a presenti unicamente i bilanci ufficiali dell'Enea fino al 2008 e una prima raccolta dati a livello locale aggiornata al 2006. Proprio da quest'ultima erano emerse alcuni rilevanti problematiche in particolare su alcuni vettori (quali per esempio i consumi di prodotti petroliferi e alcune fonti energetiche termiche quali per esempio le biomasse) che presentavano valori molto divergenti con quanto indicato dall'Enea e che quindi necessitavano degli approfondimenti. Viste queste necessità si è partiti quindi ad effettuare una raccolta dati con un approccio di tipo "bottom – up", confrontando le fonti statistiche nazionali con i dati rilevati da un'indagine più capillare sul territorio, finalizzata a definire dei valori attendibili e rappresentativi del territorio regionale per il periodo temporale dal 2007 al 2015. Sono stati quindi definiti i bilanci energetici regionali (BER) a partire dai quali si è proceduto con il monitoraggio del PEAR e con il confronto con i dati forniti dal GSE/ENEA per il calcolo dell'obiettivo di Burden Sharing. Nell'ambito dei tavoli di lavori (Osservatorio Burden Sharing) sono state evidenziate le differenze emerse con quanto fornito a livello nazionale a quanto raccolto a livello locale al fine di definire quindi dei valori che siano comunque rappresentativi della realtà territoriale.

Questo approccio metodologico ha evidenziato l'importanza di affinare ulteriormente i processi di raccolta dati in particolare relativamente alla suddivisione dei consumi nei settori di appartenenza (quali settore agricolo, industriale e alberghiero) e per alcuni vettori quali per esempio biomassa (in particolare come utilizzo negli impianti secondari o nelle seconde case) al fine di approfondire la conoscenza di dettaglio del sistema energetico regionale, anche a scala inferiore (Unités des Communes, Comuni) e migliorare quindi la capacità di pianificazione.

Da un punto di vista dei risultati energetici il monitoraggio del PEAR ha messo in evidenza il raggiungimento degli obiettivi delineati nello scenario di piano e in particolare dell'obiettivo di Burden Sharing, che è stato non solo raggiunto ma ampiamente superato. Si evidenzia che le analisi condotte, in particolare per quanto riguarda i consumi finali lordi, si differenziano notevolmente da quanto riportato nel PEAR in quanto all'atto di redazione del piano si era partiti da andamenti di consumi particolarmente elevati che avevano comportato un raggiungimento dell'obiettivo al limite di quanto richiesto.

Per quanto riguarda gli aspetti ambientali riportati nella Valutazione Ambientale Strategica (VAS) a seguito dell'analisi dei risultati degli indicatori di contesto ambientale, condivisa con le strutture competenti, non sono emerse particolari criticità a livello di ricaduta ambientale e anche i nuovi scenari delineati non comportano impatti significativi sull'ambiente differenti da quanto previsto nel Piano energetico Ambientale Regionale.

Il monitoraggio degli andamenti energetici (consumi, produzioni) del territorio regionale, oltre ad assolvere a quanto previsto a livello normativo, costituisce un'azione necessaria per il territorio in quanto:

- 1) a livello nazionale, nel documento della Strategia Energetica Regionale (SEN 2017) si cita che *"...le regioni dovranno essere parte attiva e partecipe per il raggiungimento degli obiettivi nazionali....i Piani energetici Ambientali di ciascuna regione risultino nell'insieme coerenti con gli impegni nazionali e con*

le regole europee in materia...”le pianificazioni regionali devono essere quindi allineate con quanto previsto a livello nazionale e necessitano quindi del monitoraggio dei dati in esse contenute;

- 2) nel documento di PAEE (Piano per l'efficienza energetica) 2017 vengono riepilogate le azioni e misure prese sui territori regionali che contribuiscono alla riduzione dei consumi energetici e all'efficientamento del patrimonio edilizio sia pubblico che privato. Tutte le regioni concorrono quindi alla riduzione dei consumi a livello nazionale. Ciò comporta che gli impegni e gli strumenti che l'Italia assume a livello comunitario devono essere intesi come principi, per la cui attuazione le regioni devono concorrere.
- 3) per l'accesso a fondi, programmazioni europei è indispensabile avere degli strumenti di pianificazione energetica aggiornati a livello regionale ma anche a scala più bassa a livello di “Unité des Communes” o Comunale.
- 4) attraverso una raccolta dati con approccio “bottom up” è possibile effettuare degli approfondimenti anche su scala comunale o di unione di comuni e potere fornire strumenti alle comunità locali per una pianificazione energetica locale indispensabile per quanto riportato nel punto precedente. E' importante che la pianificazione locale sia coordinata e coerente con quanto previsto a livello regionale.

Il monitoraggio del PEAR, con la definizione di una metodologia di raccolta e analisi dati replicabile nel tempo, consente, attraverso l'analisi degli andamenti energetici sul territorio, di ottimizzare la gestione delle risorse energetiche locali, di razionalizzare i consumi e di valutare in quali settori o aree di intervento indirizzare le risorse. Queste azioni consentono in modo significativo a ottimizzare l'efficienza energetica, incrementare l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili locali in coerenza con i principi di sostenibilità ambientale.

ALLEGATO 1 – BILANCI ENERGETICI REGIONALI (BER) 2007-2015

ALLEGATO 2 – DOCUMENTO DI MONITORAGGIO REDATTO NELL'AMBITO DELLA VAS DEL PEAR

ALLEGATO 3 – FATTORI DI EMISSIONE CO₂ E CONVERSIONI ENERGETICHE

Si riporta a seguire una tabella riepilogativa dei **fattori di emissioni di CO₂** utilizzati per il monitoraggio della CO₂ risparmiata nell'ambito dell'indicatore di ricaduta ambientale direttamente connesso agli interventi di piano (cfr. documento monitoraggio VAS II.2).

Nel monitoraggio i fattori di emissione sono stati mantenuti uguali a quelli riportati nel documento di PEAR al capitolo 2.4 Emissioni di CO₂ e riepilogati a seguire.

Sulla base dei fattori di emissione differenziati per unità di energia primaria dei diversi combustibili sono stati calcolati i fattori di emissione che tengono conto dei diversi rendimenti impiantistici, utilizzati nelle simulazioni dei differenti scenari.

FATTORI DI EMISSIONE		
COMBUSTIBILE	fattore per unità di energia primaria	Emissioni di CO₂ in funzione del rendimento impiantistico
	g/kWh comb	g/kWh
gasolio	264	330
olio combustibile	269	
benzina	250	
gas naturale	200	250
gpl	225	
carbone	340	

FATTORI DI EMISSIONE – *Emissioni di CO₂ dei principali combustibili fossili e emissioni utilizzate in funzione dei rendimenti impiantistici*

Per quanto riguarda l'**energia elettrica**, il valore di **584 g/kWh** elettrico viene utilizzato per valorizzare le mancate emissioni di CO₂ dovute alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Esso tiene conto dei dati forniti dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ovvero della composizione del parco termoelettrico italiano e del relativo rendimento e, dal momento che la produzione elettrica da fonte rinnovabile è prioritaria per l'accesso in rete, ogni kWh generato da rinnovabile sostituisce un'energia che sarebbe altrimenti prodotta da fossile.

Per il calcolo della CO₂ evitata si è quindi considerato il valore del fattore di emissione relativo alla media del parco termoelettrico nazionale (**584 g/kWh**) e **non** il fattore medio relativo a tutta la produzione elettrica nazionale, che comprende anche le fonti energetiche rinnovabili (di seguito FER), pari a **472 g/kWh** elettrico

Si riportano a seguire i poteri calorifici utilizzati e le principali conversioni energetiche riportate anche nell'Appendice 2 "Unità di misura e conversioni energetiche" della relazione "Bilanci energetici regionali (BER) 2007-2015

	POTERI CALORIFICI INFERIORI		
	unità di misura	Poteri calorifici inferiori (pci)	fonte dato
<i>Fonti primarie</i>			
Carbon fossile da cokerie	kcal/kg	7.400	AEEG (deliberazione EEN 9/11)
Carbone altri usi	kcal/kg	6.807	Tabella 2 - Nuovo decreto Certificati bianchi dicembre 2016
Lignite	kcal/kg	2.500	AEEG (deliberazione EEN 9/11)
Petrolio greggio e residui	kcal/kg	10.000	AEEG (deliberazione EEN 9/11)
Gas naturale	kcal/Smc	8.117	Tabella 2 - Nuovo decreto Certificati bianchi dicembre 2016
<i>Fonti secondarie</i>			
Carbone di legna	kcal/kg	6.807	Tabella 2 - Nuovo decreto Certificati bianchi dicembre 2016
Gasolio	kcal/kg	10.200	AEEG (deliberazione EEN 9/11)
Olio combustibile (ATZ e BTZ)	kcal/kg	10.103	Tabella 2 - Nuovo decreto Certificati bianchi dicembre 2016
G.P.L.	kcal/kg	11.011	Tabella 2 - Nuovo decreto Certificati bianchi dicembre 2016
Benzine	kcal/kg	10.509	Tabella 2 - Nuovo decreto Certificati bianchi dicembre 2016
Carboturbo (distillati leggeri) - benzina avio	kcal/kg	10.535	fonte Enea
Carboturbo (distillati leggeri) - kerosene jet fuel	kcal/kg	10.400	AEEG (deliberazione EEN 9/11)
kerosene	kcal/kg	10.300	fonte Enea
lubrificanti	kcal/kg	9.555	Allegato IV direttiva Europea 2012/27/UE
Biomassa legnosa: tronchetti di legna (contenuto idrico del 20%)	kcal/kg	3423	Rielaborazione dati IPLA (Istituto per le piante da legno e l'ambiente)
Biomassa legnosa: cippato "tipo A" (contenuto idrico del 20%)	kcal/kg	3423	Rielaborazione dati IPLA (Istituto per le piante da legno e l'ambiente)
Biomassa legnosa: cippato "tipo B" (contenuto idrico del 50%)	kcal/kg	1918	Rielaborazione dati IPLA (Istituto per le piante da legno e l'ambiente)
Biomassa legnosa: pellet	kcal/kg	4042	Rielaborazione dati AIEL (Associazione italiana energie agroforestali)
Biomassa legnosa: briquettes	kcal/kg	4042	Rielaborazione dati AIEL (Associazione italiana energie agroforestali)
Biogas	kcal/mc	4110	-
Olio vegetale	kcal/kg	8837	Direttiva 2008/28/CE
energia elettrica	kcal/kWh	860	rielaborazione direttiva 2012/27/UE - Allegato IV

	CONVERSIONI UNITA' DI MISURA		
	unità di misura	GJ	kTep
<i>Fonti primarie</i>			
Carbon fossile da cokerie	kt	29.308	0,70
Carbone altri usi	kt	28.500	0,68
Petrolio greggio e residui	kt	41.868	1,00
Gas naturale	Msm ³	33.984	0,81
<i>Fonti secondarie</i>			
Carbone di legna	kt	28.500	0,68
Gasolio	kt	42.705	1,02
Olio combustibile (ATZ e BTZ)	kt	42.299	1,01
G.P.L.	kt	46.101	1,10
Benzine	kt	43.999	1,05
Carboturbo (distillati leggeri) - benzina avio	kt	44.106	1,05
Carboturbo (distillati leggeri) - kerosene jet fuel	kt	43.543	1,04
kerosene	kt	43.124	1,03
lubrificanti	kt	40.005	0,95
Biomassa legnosa: tronchetti di legna (contenuto idrico del 20%)	kt	14.331	0,34
Biomassa legnosa: cippato "tipo A" (contenuto idrico del 20%)	kt	14.331	0,34
Biomassa legnosa: cippato "tipo B" (contenuto idrico del 50%)	kt	8.029	0,19
Biomassa legnosa: pellet	kt	16.923	0,40
Biomassa legnosa: briquettes	kt	16.923	0,40
Biogas	Msm ³	17.208	0,41
energia elettrica	GWh	3.600	0,086