



Balance Nacional de Energía 2021



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Dirección General de Eficiencia Energética
Área de Planeamiento Energético

BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA 2021

Oscar Electo Vera Gargurevich
Ministro de Energía y Minas

Jaime Eulogio Luyo Kuong
Viceministro de Electricidad

José Neil Meza Segura
Director General de Eficiencia Energética

Colaboración

Ing. Luis Vílchez León
Ing. Giannina Ibarra Vásquez
Ing. José Luis Caro Jara
Ing. Lucero Luciano de la Cruz

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

Av. Las Artes Sur 260, San Borja
Teléfono (+511) 4111100 Anexo 2601

www.minem.gob.pe

Tabla de Contenido

INTRODUCCIÓN

<u>I. RESUMEN EJECUTIVO.....</u>	15
1.1 ENERGÍA PRIMARIA	15
1.2 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	17
1.3 ENERGÍA SECUNDARIA	19
1.4 CONSUMO FINAL DE ENERGÍA	21
1.5 INTENSIDAD ENERGÉTICA	23
1.6 MATRIZ Y FLUJO DE ENERGÍA	24
<u>II. METODOLOGÍA GENERAL DEL BALANCE ENERGÉTICO</u>	29
2.1 ESTRUCTURA GENERAL	29
2.2 CONVERSIÓN DE SIGNOS.....	31
2.3 OPERACIONES BÁSICAS DE LA MATRIZ ENERGÉTICA.....	31
<u>III. ENERGÍA PRIMARIA.....</u>	35
3.1 RESERVAS	35
3.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA.....	36
3.3 IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA	38
3.4 ENERGÍA PRIMARIA NO APROVECHADA	38
3.5 OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA	38
<u>IV. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.....</u>	43
4.1 CENTRALES ELÉCTRICAS	43
4.2 REFINERÍAS DE PETRÓLEO	43
4.3 PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL.....	44
4.4 CARBONERAS	44
4.5 COQUERÍAS Y ALTOS HORNOS	44
<u>V. ENERGÍA SECUNDARIA.....</u>	47
5.1 IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA.....	47
5.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA	48
5.3 BUNKER	49
5.4 OFERTA INTERNA DE ENERGÍA SECUNDARIA	49
<u>VI. CONSUMO FINAL DE ENERGÍA</u>	54
6.1 CONSIDERACIONES PREVIAS	54
6.2 CONSUMO FINAL DE FUENTES DE ENERGÍA Y SU EVOLUCIÓN	56
6.3 CONSUMO FINAL POR SECTORES Y SU EVOLUCIÓN	61

<u>VII.</u>	<u>MATRIZ Y FLUJO DE ENERGÍA</u>	<u>92</u>
7.1	MATRIZ DEL BALANCE NACIONAL	92
<u>VIII.</u>	<u>IMPACTO AMBIENTAL</u>	<u>98</u>
8.1	FACTORES DE EMISIONES.....	98
8.2	EMISIONES DE CO ₂ EQUIVALENTE	98
8.3	EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂).....	99
8.4	EMISIONES DE METANO (CH ₄)	101
8.5	EMISIONES DE ÓXIDO NITROSO (N ₂ O).....	103
<u>IX.</u>	<u>INDICADORES ECONÓMICOS ENERGÉTICOS.....</u>	<u>108</u>
9.1	INDICADORES SOCIOECONÓMICOS	108
9.2	INDICADORES ENERGÉTICOS.....	111
9.3	INDICADORES AMBIENTALES	116
<u>X.</u>	<u>BALANCES ESPECÍFICOS POR ENERGÉTICO.....</u>	<u>120</u>
10.1	BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	120
10.2	BALANCE DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES, INCLUIDO BIOMASA	144
10.3	BALANCE DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES.....	150
10.4	BALANCE DE CARBÓN MINERAL Y DERIVADOS.....	183
10.5	BALANCE NACIONAL DE COQUE	192
10.6	BALANCE NACIONAL DE GAS INDUSTRIAL	197
<u>XI.</u>	<u>ANEXOS.....</u>	<u>201</u>
11.1	CONSUMO FINAL GLOBAL Y CONSUMOS SECTORIALES	201
11.2	ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DE BIOMASA POR DEPARTAMENTO	211
11.3	FACTOR DE EMISIÓN DE CO ₂ - GAS NATURAL	214
11.4	FACTORES DE CONVERSIÓN	216
11.5	GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	217

Tabla de ilustraciones

ILUSTRACIÓN 1: EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA NACIONAL.....	23
ILUSTRACIÓN 2: DIAGRAMA DE FLUJO SECTOR HIDROCARBUROS LÍQUIDOS AÑO 2021	25
ILUSTRACIÓN 3: DIAGRAMA DE FLUJO SECTOR ELÉCTRICO AÑO 2021.....	25
ILUSTRACIÓN 4: RESERVAS PROBADAS DE YACIMIENTOS FÓSILES Y MINERALES	36
ILUSTRACIÓN 5: PARTICIPACIÓN DE LAS FUENTES EN LA PRODUCCIÓN INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA 2021	37
ILUSTRACIÓN 6: PARTICIPACIÓN DE LAS FUENTES EN LA OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA 2021	39
ILUSTRACIÓN 7: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA 2021	48
ILUSTRACIÓN 8: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA SECUNDARIA 2021.....	50
ILUSTRACIÓN 9: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL RUBRO BUNKER 2021.....	58
ILUSTRACIÓN 10: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL NACIONAL 2021	58
ILUSTRACIÓN 11: EVOLUCIÓN DE LOS TIPOS DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL	59
ILUSTRACIÓN 12: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE LOS TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL ..	59
ILUSTRACIÓN 13: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL POR FUENTE PRIMARIA.....	60
ILUSTRACIÓN 14: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS EN EL CONSUMO FINAL	60
ILUSTRACIÓN 15: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL POR FUENTE SECUNDARIA.....	61
ILUSTRACIÓN 16: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS EN EL CONSUMO FINAL	61
ILUSTRACIÓN 17: PARTICIPACIÓN POR SECTORES EN EL CONSUMO FINAL NACIONAL DE ENERGÍA 2021.....	63
ILUSTRACIÓN 18: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR SECTORES	63
ILUSTRACIÓN 19: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN POR SECTORES EN EL CONSUMO FINAL.....	64
ILUSTRACIÓN 20: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR RESIDENCIAL.....	64
ILUSTRACIÓN 21: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR RESIDENCIAL	65
ILUSTRACIÓN 22: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR RESIDENCIAL.....	65
ILUSTRACIÓN 23: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR RESIDENCIAL	66
ILUSTRACIÓN 24: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR RESIDENCIAL	66
ILUSTRACIÓN 25: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR RESIDENCIAL	66
ILUSTRACIÓN 26: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR RESIDENCIAL	67
ILUSTRACIÓN 27: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR COMERCIAL	67
ILUSTRACIÓN 28: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR COMERCIAL	68
ILUSTRACIÓN 29: ESTRUCTURA DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR COMERCIAL	68
ILUSTRACIÓN 30: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR COMERCIAL.....	68
ILUSTRACIÓN 31: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR COMERCIAL	69
ILUSTRACIÓN 32: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR COMERCIAL	69
ILUSTRACIÓN 33: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR COMERCIAL	69
ILUSTRACIÓN 34: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR PÚBLICO	70
ILUSTRACIÓN 35: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR PÚBLICO	70
ILUSTRACIÓN 36: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR PÚBLICO	71
ILUSTRACIÓN 37: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR PÚBLICO	71
ILUSTRACIÓN 38: ESTRUCTURA DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR PÚBLICO	71
ILUSTRACIÓN 39: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR PÚBLICO	72
ILUSTRACIÓN 40: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR PÚBLICO	72
ILUSTRACIÓN 41: CONSUMO FINAL DEL SECTOR TRANSPORTE POR MODO DE TRANSPORTE Y FUENTE DE ENERGÍA 2021.....	74
ILUSTRACIÓN 42: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL NACIONAL DEL SECTOR TRANSPORTE	75
ILUSTRACIÓN 43: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR TRANSPORTE	76
ILUSTRACIÓN 44: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR TRANSPORTE	76
ILUSTRACIÓN 45: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR PESCA	77
ILUSTRACIÓN 46: ESTRUCTURA DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR PESCA	77
ILUSTRACIÓN 47: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR PESCA	78
ILUSTRACIÓN 48: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR PESCA	78
ILUSTRACIÓN 49: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR PESCA	78
ILUSTRACIÓN 50: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR PESCA	79
ILUSTRACIÓN 51: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR PESCA	79

ILUSTRACIÓN 52: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR AGROPECUARIO	80
ILUSTRACIÓN 53: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR AGROPECUARIO	80
ILUSTRACIÓN 54: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR AGROPECUARIO ..	81
ILUSTRACIÓN 55: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR AGROPECUARIO	81
ILUSTRACIÓN 56: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS– SECTOR AGROPECUARIO	81
ILUSTRACIÓN 57: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR AGROPECUARIO	82
ILUSTRACIÓN 58: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR AGROPECUARIO	82
ILUSTRACIÓN 59: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR MINERO	83
ILUSTRACIÓN 60: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR MINERÍA	83
ILUSTRACIÓN 61: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR MINERÍA	84
ILUSTRACIÓN 62: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR MINERÍA	84
ILUSTRACIÓN 63: EVOLUCIÓN DE PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR MINERÍA	84
ILUSTRACIÓN 64: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR MINERÍA	85
ILUSTRACIÓN 65: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR MINERÍA	85
ILUSTRACIÓN 66: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR INDUSTRIAL	86
ILUSTRACIÓN 67: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR INDUSTRIAL	86
ILUSTRACIÓN 68: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR INDUSTRIAL	87
ILUSTRACIÓN 69: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR INDUSTRIAL	87
ILUSTRACIÓN 70: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR INDUSTRIAL	87
ILUSTRACIÓN 71: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR INDUSTRIAL	88
ILUSTRACIÓN 72: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR INDUSTRIAL	88
ILUSTRACIÓN 73: BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL 2021	92
ILUSTRACIÓN 74: BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL 2021	93
ILUSTRACIÓN 75: BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL 2021	94
ILUSTRACIÓN 76: PARTICIPACIÓN DE SECTORES EN EMISIONES DE CO ₂ EQUIVALENTE	98
ILUSTRACIÓN 77: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CO ₂ EQUIVALENTE GENERADAS POR LA TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA A SECUNDARIA, CONSUMO PROPIO Y SECTORES ECONÓMICOS	99
ILUSTRACIÓN 78: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CO ₂ GENERADAS POR LA TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN SECUNDARIA Y EL CONSUMO PROPIO	99
ILUSTRACIÓN 79: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CO ₂ GENERADAS POR EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA	100
ILUSTRACIÓN 80: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CO ₂ GENERADAS POR SECTORES ECONÓMICOS	100
ILUSTRACIÓN 81: EMISIONES DE CO ₂ GENERADAS POR EL SECTOR TRANSPORTE 2021	101
ILUSTRACIÓN 82: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CH ₄ GENERADAS POR LA TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN SECUNDARIA Y EL CONSUMO PROPIO	101
ILUSTRACIÓN 83: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CH ₄ GENERADAS POR EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA	102
ILUSTRACIÓN 84: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CH ₄ GENERADAS POR SECTORES ECONÓMICOS	102
ILUSTRACIÓN 85: EMISIONES DE CH ₄ GENERADAS POR EL SECTOR TRANSPORTE 2021	103
ILUSTRACIÓN 86: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE N ₂ O GENERADAS POR LA TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN SECUNDARIA Y EL CONSUMO PROPIO	103
ILUSTRACIÓN 87: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE N ₂ O GENERADAS POR EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA	104
ILUSTRACIÓN 88: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE N ₂ O GENERADAS POR SECTORES ECONÓMICOS	104
ILUSTRACIÓN 89: EMISIONES DE N ₂ O GENERADAS POR EL SECTOR TRANSPORTE 2021	105
ILUSTRACIÓN 90: EVOLUCIÓN DEL PBI NACIONAL Y SECTORIAL	108
ILUSTRACIÓN 91: EVOLUCIÓN DE LA COMPOSICIÓN SECTORIAL DEL PBI	109
ILUSTRACIÓN 92: EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN PÚBLICO-PRIVADA	109
ILUSTRACIÓN 93: EVOLUCIÓN DE LA POBLACIÓN Y PEA OCUPADA	110
ILUSTRACIÓN 94: PBI ENERGÍA	111
ILUSTRACIÓN 95: EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA NACIONAL	112
ILUSTRACIÓN 96: INTENSIDAD ENERGÉTICA AMERICA LÁTINA Y MÉXICO	112
ILUSTRACIÓN 97: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA PER CÁPITA	113
ILUSTRACIÓN 98: CONSUMO PER CÁPITA AMERICA LÁTINA Y MÉXICO	113
ILUSTRACIÓN 99: IDH VS IE	114
ILUSTRACIÓN 100: IDH VS IE PARA AMERICA LATINA Y MEXICO	114
ILUSTRACIÓN 101: IDH VS CONSUMO DE ENERGÍA PER CÁPITA	115
ILUSTRACIÓN 102: IDH VS CONSUMO DE ENERGÍA PER CÁPITA PARA AMERICA LATINA Y MEXICO	115
ILUSTRACIÓN 103: EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD DEL CARBONO EN EL CONSUMO FINAL	116
ILUSTRACIÓN 104: EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD DEL CH ₄ - NO _x EN EL CONSUMO FINAL	116

ILUSTRACIÓN 105: ESQUEMA DE LA CADENA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	120
ILUSTRACIÓN 106: PARTICIPACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y FUENTES EN LA POTENCIA INSTALADA - MERCADO ELÉCTRICO	122
ILUSTRACIÓN 107: PARTICIPACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y FUENTES EN LA POTENCIA INSTALADA -USO PROPIO	122
ILUSTRACIÓN 108: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA - MERCADO ELÉCTRICO	123
ILUSTRACIÓN 109: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA - USO PROPIO	123
ILUSTRACIÓN 110: PARTICIPACIÓN DE ENERGÍAS PRIMARIAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO	124
ILUSTRACIÓN 111: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE CARBÓN MINERAL PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	125
ILUSTRACIÓN 112: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE BAGAZO PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	126
ILUSTRACIÓN 113: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE BIOGÁS PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	127
ILUSTRACIÓN 114: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	128
ILUSTRACIÓN 115: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CENTRALES SOLARES	129
ILUSTRACIÓN 116: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CENTRALES EÓLICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO	130
ILUSTRACIÓN 117: CONSUMO DE HIDROCARBUROS DE CENTRALES TÉRMICAS PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	131
ILUSTRACIÓN 118: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DE HIDROCARBUROS EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD PARA EL MERCADO ELÉCTRICO	131
ILUSTRACIÓN 119: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DE HIDROCARBUROS EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD PARA USO PROPIO	132
ILUSTRACIÓN 120: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE DIESEL PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	132
ILUSTRACIÓN 121: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE FUEL OIL PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	133
ILUSTRACIÓN 122: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS NATURAL PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	133
ILUSTRACIÓN 123: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD PARA EL MERCADO ELÉCTRICO	134
ILUSTRACIÓN 124: PARTICIPACIÓN EN EL CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD PARA USO PROPIO	134
ILUSTRACIÓN 125: PARTICIPACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y FUENTES PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A NIVEL NACIONAL	135
ILUSTRACIÓN 126: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD - MERCADO ELÉCTRICO	136
ILUSTRACIÓN 127: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD - USO PROPIO	136
ILUSTRACIÓN 128: SECTORES INTENSIVOS EN CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	138
ILUSTRACIÓN 129: PARTICIPACIÓN DE LOS SECTORES EN EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA	139
ILUSTRACIÓN 130: PARTICIPACIÓN DEL TIPO DE CLIENTE EN EL CONSUMO FINAL	139
ILUSTRACIÓN 131: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES	140
ILUSTRACIÓN 132: RESUMEN DEL BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	140
ILUSTRACIÓN 133: DIAGRAMA DE FLUJO DEL BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA: 2021	143
ILUSTRACIÓN 134: ESQUEMA DE LA CADENA ENÉRGICA DE ENERGÍA SOLAR	146
ILUSTRACIÓN 135: EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y TÉRMICA SOLAR	148
ILUSTRACIÓN 136: ESQUEMA DE LA CADENA DE GAS NATURAL	150
ILUSTRACIÓN 137: ESQUEMA DE LA CADENA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS	151
ILUSTRACIÓN 138: EVOLUCIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS DE GAS NATURAL	152
ILUSTRACIÓN 139: EVOLUCIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL	153
ILUSTRACIÓN 140: EVOLUCIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS DE PETRÓLEO	154
ILUSTRACIÓN 141: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CAMPO DE GAS NATURAL	155
ILUSTRACIÓN 142: PARTICIPACIÓN DE CLASES DE GAS NATURAL NO APROVECHADO	156
ILUSTRACIÓN 143: EVOLUCIÓN DEL GAS NATURAL NO APROVECHADO	156
ILUSTRACIÓN 144: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL	157
ILUSTRACIÓN 145: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO	158
ILUSTRACIÓN 146: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS POR ZONA (UNIDAD: 10 ³ M ³)	158
ILUSTRACIÓN 147: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS A PARTIR DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL	161
ILUSTRACIÓN 148: EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN DE CARGA A REFINERÍAS	162
ILUSTRACIÓN 149: EVOLUCIÓN DEL CRUDO IMPORTADO SEGÚN LUGAR DE PROCEDENCIA	164
ILUSTRACIÓN 150: EVOLUCIÓN DE COMPRA DE BIOCOMBUSTIBLES PARA MEZCLAS EN PLANTAS Y REFINERÍAS	165
ILUSTRACIÓN 151: PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EN REFINERÍAS	166
ILUSTRACIÓN 152: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EN REFINERÍAS	167
ILUSTRACIÓN 153: PARTICIPACIÓN DE LAS VENTAS DE GAS NATURAL	167

ILUSTRACIÓN 154: PARTICIPACIÓN DE LAS VENTAS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO CRUDO Y LÍQUIDOS DE GAS NATURAL EN EL MERCADO INTERNO.....	168
ILUSTRACIÓN 155: EVOLUCIÓN DE VENTAS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO CRUDO Y LÍQUIDOS DE GAS NATURAL EN EL MERCADO INTERNO	169
ILUSTRACIÓN 156: EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES DE GAS NATURAL	170
ILUSTRACIÓN 157: EVOLUCIÓN DE LA BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS	170
ILUSTRACIÓN 158: EVOLUCIÓN DE LA BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS	171
ILUSTRACIÓN 159: EVOLUCIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE IMPORTACIÓN DEL PETRÓLEO, DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES.....	173
ILUSTRACIÓN 160: EVOLUCIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE EXPORTACIÓN DEL PETRÓLEO, DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES.....	173
ILUSTRACIÓN 161: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DE GAS DISTRIBUIDO POR TIPO DE USO Y/O SECTOR.....	175
ILUSTRACIÓN 162: EVOLUCIÓN DE LOS USOS DE GAS DISTRIBUIDO	175
ILUSTRACIÓN 163: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES DE GAS NATURAL DISTRIBUIDO – CÁLIDDA	176
ILUSTRACIÓN 164: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES DE GAS NATURAL DISTRIBUIDO – CONTUGAS	176
ILUSTRACIÓN 165: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE VEHÍCULOS QUE UTILIZAN GAS NATURAL	177
ILUSTRACIÓN 166: PARTICIPACIÓN DE LOS SECTORES ECONÓMICOS EN EL CONSUMO FINAL DE DERIVADOS DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y BIOCOMBUSTIBLES	178
ILUSTRACIÓN 167: DIAGRAMA DE FLUJO DEL BALANCE NACIONAL DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS: 2021	181
ILUSTRACIÓN 168: DIAGRAMA DE FLUJO DEL BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL: 2021	182
ILUSTRACIÓN 169: ESQUEMA DE LA CADENA DE CARBÓN MINERAL Y DERIVADOS.....	183
ILUSTRACIÓN 170: YACIMIENTOS DE CARBÓN MINERAL EN EL PERÚ	184
ILUSTRACIÓN 171: PARTICIPACIÓN DE EMPRESAS EN LA IMPORTACIÓN DE CARBÓN.....	186
ILUSTRACIÓN 172: IMPORTACIONES DE CARBÓN POR PAÍS DE ORIGEN	187
ILUSTRACIÓN 173: PARTICIPACIÓN DE EMPRESAS DEL SECTOR METALÚRGICO EN EL CONSUMO DE CARBÓN	189
ILUSTRACIÓN 174: PARTICIPACIÓN DE EMPRESAS DEL SECTOR CEMENTERO EN EL CONSUMO DE CARBÓN	189
ILUSTRACIÓN 175: PARTICIPACIÓN DE EMPRESAS EN EL CONSUMO DE COQUE	193
ILUSTRACIÓN 176: BALANCE DE CARBON.....	196
ILUSTRACIÓN 177: BALANCE DE COQUE.....	196
ILUSTRACIÓN 178: CONSUMO DE LEÑA POR DEPARTAMENTO – SECTOR RESIDENCIAL.....	211
ILUSTRACIÓN 179: CONSUMO DE CARBON VEGETAL POR DEPARTAMENTO – SECTOR RESIDENCIAL	212
ILUSTRACIÓN 180: CONSUMO DE BOSTA Y YARETA POR DEPARTAMENTO – SECTOR RESIDENCIAL	213

Tablas

TABLA 1: PRODUCCIÓN INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA.....	15
TABLA 2: PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE ENERGÍA PRIMARIA DE YACIMIENTOS FÓSILES Y MINERALES	16
TABLA 3: BALANZA COMERCIAL DE ENERGÍA PRIMARIA.....	16
TABLA 4: OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA	17
TABLA 5: DESTINO DE LA OFERTA INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA	18
TABLA 6: DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA PRIMARIA DESTINADA A LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	18
TABLA 7: BALANZA COMERCIAL DE ENERGÍA SECUNDARIA	19
TABLA 8: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA	20
TABLA 9: OFERTA INTERNA DE ENERGÍA SECUNDARIA	20
TABLA 10: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR FUENTES.....	21
TABLA 11: CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGÍA POR SECTORES ECONÓMICOS	22
TABLA 12: MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL 2021	24
TABLA 13: RESERVAS PROBADAS DE ENERGÍA EN YACIMIENTOS FÓSILES Y MINERALES	35
TABLA 14: PRODUCCIÓN INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA.....	36
TABLA 15: PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE ENERGÍA PRIMARIA DE YACIMIENTOS FÓSILES Y MINERALES 2021	37
TABLA 16: BALANZA COMERCIAL DE ENERGÍA PRIMARIA.....	38
TABLA 17: OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA	39
TABLA 18: DESTINO DE LA OFERTA INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA	40
TABLA 19: DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA PRIMARIA DESTINADA A LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	43
TABLA 20: BALANZA COMERCIAL DE ENERGÍA SECUNDARIA	47
TABLA 21: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA	48
TABLA 22: CONSUMO DE ENERGÍA DEL RUBRO BUNKER	49
TABLA 23: OFERTA INTERNA DE ENERGÍA SECUNDARIA	50
TABLA 24: CONSUMO FINAL DE FUENTES DE ENERGÍA POR FUENTE	57
TABLA 25: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR SECTORES.....	62
TABLA 26: CONSUMO FINAL DEL SECTOR TRANSPORTE	73
TABLA 27: CONSUMO FINAL DEL SECTOR TRANSPORTE POR MODO DE TRANSPORTE Y FUENTE DE ENERGÍA	73
TABLA 28: TECNOLOGÍAS UTILIZADAS PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	121
TABLA 29: POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA 2021.....	121
TABLA 30: ENERGÍA PRIMARIA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	124
TABLA 31: ENERGÍA PRIMARIA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	124
TABLA 32: CENTRALES TÉRMICAS QUE USAN BAGAZO – MERCADO ELÉCTRICO.....	126
TABLA 33: CENTRALES TÉRMICAS QUE USAN BAGAZO – USO PROPIO	126
TABLA 34: CENTRALES TÉRMICAS QUE UTILIZAN EL BIOGÁS	127
TABLA 35: CENTRALES SOLARES DEL MERCADO ELÉCTRICO	129
TABLA 36: CENTRALES EÓLICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO	130
TABLA 37: CONSUMO DE HIDROCARBUROS PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	131
TABLA 38: PÉRDIDAS DE TRANSFORMACIÓN	135
TABLA 39: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2021	137
TABLA 40: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES.....	138
TABLA 41: BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA: 2021	141
TABLA 42: BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA: 2021	142
TABLA 43: PRODUCCIÓN CON ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	144
TABLA 44: MATRIZ DE LA BIOMASA	145
TABLA 45: BALANCE DE ENERGÍA SOLAR 2021	147
TABLA 46: BALANCE DE ENERGÍA EÓLICA 2021	149
TABLA 47: RESERVAS DE GAS NATURAL	151
TABLA 48: RESERVAS DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL.....	152
TABLA 49: RESERVAS DE PETRÓLEO	153
TABLA 50: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CAMPO DE GAS NATURAL	155
TABLA 51: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL.....	156
TABLA 52: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO	157
TABLA 53: INFRAESTRUCTURA EXISTENTE DE GAS NATURAL	159
TABLA 54: INFRAESTRUCTURA DE DUCTOS PARA TRANSPORTE DE GAS NATURAL	159

TABLA 55: INFRAESTRUCTURA EXISTENTE EN REFINERÍAS DE PETRÓLEO	160
TABLA 56: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS A PARTIR DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL	161
TABLA 57: EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN DE CARGA A REFINERÍAS	162
TABLA 58: PETRÓLEO CRUDO PROCESADO EN REFINERÍAS SEGÚN LUGAR DE PROCEDENCIA	163
TABLA 59: EVOLUCIÓN DEL CRUDO IMPORTADO SEGÚN LUGAR DE PROCEDENCIA	163
TABLA 60: EVOLUCIÓN DE COMPRA DE BIOCOMBUSTIBLE PARA MEZCLAS EN PLANTAS Y REFINERÍAS	164
TABLA 61: PRODUCCIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES	165
TABLA 62: PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EN REFINERÍAS	166
TABLA 63: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EN REFINERÍAS	166
TABLA 64: EVOLUCIÓN DE LAS VENTAS DE GAS NATURAL	168
TABLA 65: EVOLUCIÓN DE VENTAS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO CRUDO Y LÍQUIDOS DE GAS NATURAL EN EL MERCADO INTERNO	169
TABLA 66: BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES	171
TABLA 67: EVOLUCIÓN DE LA BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES	172
TABLA 68: EVOLUCIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE IMPORTACIÓN DEL PETRÓLEO, DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES	172
TABLA 69: EVOLUCIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE EXPORTACIÓN DEL PETRÓLEO, DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES	173
TABLA 70: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS DISTRIBUIDO POR TIPO DE USO Y/O SECTOR	175
TABLA 71: CONSUMO FINAL DE LOS DERIVADOS DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y BIOCOMBUSTIBLES POR SECTORES ECONÓMICOS	177
TABLA 72: BALANCE NACIONAL DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES: 2021	179
TABLA 73: BALANCE NACIONAL DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES: 2021	180
TABLA 74: PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN	185
TABLA 75: IMPORTACIÓN DE CARBÓN	186
TABLA 76: EXPORTACIÓN DE CARBÓN	187
TABLA 77: CONSUMO DE CARBÓN MINERAL POR SECTORES: 2021	190
TABLA 78: BALANCE DE CARBÓN MINERAL: 2021	191
TABLA 79: BALANCE DE CARBÓN MINERAL: 2021	192
TABLA 80: IMPORTACIÓN DE COQUE	193
TABLA 81: CONSUMO DE COQUE	193
TABLA 82: BALANCE DE COQUE: 2021	194
TABLA 83: BALANCE DE COQUE: 2021	195
TABLA 84: CONSUMO FINAL DE ENERGÉTICOS	201
TABLA 85: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR RESIDENCIAL	202
TABLA 86: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR COMERCIAL	203
TABLA 87: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR PÚBLICO	204
TABLA 88: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR AGROPECUARIO	205
TABLA 89: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR PESQUERO	206
TABLA 90: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR MINERO	207
TABLA 91: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR INDUSTRIAL	208
TABLA 92: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR TRANSPORTE	209
TABLA 93: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR TRANSPORTE POR MODO DE TRANSPORTE Y TIPO DE COMBUSTIBLE	210
TABLA 94: ANÁLISIS COMPARATIVO DEL FACTOR DE EMISIÓN NACIONAL PARA GAS NATURAL CON VALORES DE IPCC	215
TABLA 95: FACTORES DE CONVERSIÓN	216
TABLA 96: RELACIÓN ENTRE UNIDADES DE ENERGÍA	216

BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA 2021

PRESENTACIÓN

El Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección General de Eficiencia Energética, presenta el Balance Nacional de Energía (BNE) correspondiente al año 2021, con el propósito de dar a conocer los resultados de los flujos físicos de los diferentes energéticos utilizados en el país, mediante los cuales, la energía se produce, intercambia con el exterior, transforma, consume, etc.; todo calculado en una unidad energética común.

La Metodología utilizada para la elaboración del Balance Nacional de Energía del Perú, se basa en la metodología de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), y respecto de la presentación de la información contenida en este documento, ésta se basa en el "Sistema Legal de Unidades de Medida del Perú" que se estableció mediante Ley N° 23560. Es preciso señalar, que las cifras de los totales y subtotales presentados en las tablas y gráficos han sido aproximadas al primer y segundo decimal o en su defecto redondeadas al valor entero más cercano.

La primera parte de este documento contiene el resumen ejecutivo, la metodología general para la construcción de la matriz del BNE, seguido de los resultados del balance a nivel de energía primaria, centros de transformación, energía secundaria, y consumo, incluyendo la misma matriz de balance, además de datos estadísticos sobre las emisiones generadas por las actividades del sector energía, entre otros indicadores económico energéticos relevantes. La segunda parte muestra en detalle los balances específicos por cada tipo de energético, indicando las estructuras de producción y consumo, y mayor información explicativa sobre los resultados obtenidos. La última parte del documento son anexos que contienen principalmente cifras estadísticas de los consumos sectoriales de energía.

Finalmente, el Ministerio de Energía y Minas agradece a todas las entidades y personas vinculadas al sector energético, por el apoyo brindado, a través del suministro de información y sugerencias, lo que ha hecho posible la elaboración de la presente publicación.

I

RESUMEN EJECUTIVO



I. RESUMEN EJECUTIVO

En el Perú se ha tenido una tendencia creciente en las dos últimas décadas en muchas de las fuentes energéticas; sin embargo, en el año 2020 se dió inicio a una crisis sanitaria mundial producida por el COVID-19, la cual fue determinada como una pandemia. Producto de ello, el gobierno peruano propuso restricciones en el desarrollo de las actividades industriales, comerciales y de transporte (restricciones vehiculares y de aviación); así como, se estableció el aislamiento social, los cuales originaron un menor consumo de energía, tanto en fuentes de hidrocarburos como en la electricidad. Asimismo, el inicio de operación de algunos proyectos tuvo retrasos respecto a las fechas planteadas inicialmente, debido a las restricciones del suministro de equipos y componentes provenientes de los países afectados por la pandemia. Durante el año 2021, muchas de las restricciones fueron levantadas, producto de ello el país incremento su consumo de energía.

1.1 ENERGÍA PRIMARIA

En el año 2021, la producción interna de energía primaria¹ fue de 1 001 972,8 TJ, mostrando una disminución de 1,7% respecto a la producción del año anterior.

En relación a las fuentes fósiles de mayor participación, la producción de gas natural incluido sus líquidos disminuyeron hasta 4,7%, de igual forma el petróleo crudo disminuyó en 3,5% respecto al año anterior.

Del mismo modo, en otras fuentes de energía primaria, la hidroenergía incrementó en 4,6% y la leña se incrementó en 10,1%. Asimismo, se destaca el incremento de producción con energías solar y eólica, hasta tener una participación de 4,0% y 0,5%, respectivamente.

En cuanto a la participación de las fuentes de energía, en el año 2021 se mantuvieron predominantes las siguientes: gas natural (incluidos líquidos) con 62,1%, la hidroenergía con 14,2%, el petróleo crudo con 8,0%, y la leña con 11,9%.

Tabla 1: PRODUCCIÓN INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA
(UNIDAD: TJ)

(UNIDAD: 15)

FUENTE	2020		2021		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
De yacimientos de fuentes fósiles y minerales					
Gas Natural + LGN	659 166,0	64,0%	628 265,0	62,1%	-4,7%
Petróleo Crudo	84 091,0	8,2%	81 142,4	8,0%	-3,5%
Carbón Mineral	3 295,2	0,3%	3 923,9	0,4%	19,1%
Subtotal	746 552,2	72,5%	713 331,4	70,5%	-4,4%
Otras fuentes de energía primaria					
Hidroenergía	137 229,3	13,3%	143 595,3	14,2%	4,6%
Leña	109 721,6	10,7%	120 796,3	11,9%	10,1%
Bagazo	20 528,0	2,0%	18 509,4	1,8%	-9,8%
Bosta & Yareta	4 654,3	0,5%	4 405,4	0,4%	-5,3%
Energía Solar	4 592,9	0,4%	4 776,9	0,5%	4,0%
Energía Eólica	6 527,6	0,6%	6 558,1	0,6%	0,5%
Subtotal	283 253,7	27,5%	298 641,4	29,5%	5,4%
TOTAL	1 029 805,8	100,0%	1 011 972,8	100,0%	-1,7%

Fuente: Elaboración Propia

¹ No se incluye la cantidad de energía no aprovechada que sucede durante la extracción de gas natural.

1.1.1 Reservas y Producción

Según cifras disponibles sobre los yacimientos de fuentes fósiles y minerales, el país cuenta con 14 569 974,9 TJ de energía en reservas probadas.

La mayor parte de dichas reservas corresponde a las reservas probadas de gas natural y sus líquidos con un 81,8% del total, localizadas principalmente en la zona de selva cercana a Camisea, y en menor proporción en la costa y el zócalo continental. La siguiente participación de importancia es el petróleo crudo con un 11,9%.

En particular, dentro del grupo de fuentes fósiles y minerales (con excepción del uranio), la composición de las fuentes es similar, tanto en la producción de energía primaria, como en las reservas probadas.

Tabla 2: PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE ENERGÍA PRIMARIA DE YACIMIENTOS FÓSILES Y MINERALES (UNIDAD: TJ)

FUENTE	PRODUCCIÓN		RESERVAS	
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.
De yacimientos de fuentes fósiles y minerales				
Gas Natural + LGN *	628 265,0	88,1%	11 917 768,0	81,8%
Petróleo Crudo *	81 142,4	11,4%	1 738 489,7	11,9%
Carbón Mineral	3 923,9	0,6%	168 736,3	1,2%
Uranio	0,0	0,0%	744 980,9	5,1%
TOTAL	713 331,4	100,0%	14 569 974,9	100,0%

Nota: () Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos al 31 de diciembre de 2020.*

Fuente: Elaboración Propia

No se incluye dentro de este esquema de análisis, las reservas de recursos naturales renovables, dado que las estimaciones pueden tener grandes márgenes de error.

1.1.2 Importación y exportación de Energía

En el 2021, al igual que el año anterior, se realizaron más importaciones de energía primaria que exportaciones, siendo el saldo la cantidad de 103 506,6 TJ, que es 48,0% menor al registrado el año anterior.

La energía primaria importada fue de 152 516,8 TJ, representando un incremento de 61,9% respecto al valor importado en el año 2020. En esta actividad predominó el petróleo crudo, con una participación de 94,2% del total importado, el resto del porcentaje se trató de carbón mineral. Es preciso señalar que, durante el 2021 la Refinería Talara no operó debido su proyecto de modernización, lo cual originó un menor requerimiento de petróleo crudo.

En caso de la energía primaria exportada, el valor fue de 49 010,2 TJ, representando un incremento de 101,7% respecto a la exportación del año anterior. De dicho valor, el 50,8% fue petróleo crudo, y el 49,2% carbón mineral.

Tabla 3: BALANZA COMERCIAL DE ENERGÍA PRIMARIA (UNIDAD: TJ)

FUENTE	IMPORTACIONES		EXPORTACIONES		SALDO
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Año 2021					
Petróleo Crudo	143 738,1	94,2%	24 900,8	50,8%	-118 837,3
Carbón Mineral	8 778,7	5,8%	24 109,4	49,2%	15 330,6
TOTAL 2021	152 516,8	100,0%	49 010,2	100,0%	-103 506,6
Año 2020					
Petróleo Crudo	86 233,2	91,5%	23 676,7	97,5%	-62 556,5

FUENTE	IMPORTACIONES		EXPORTACIONES		SALDO
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Carbón Mineral	7 990,0	8,5%	616,7	2,5%	7 313,3
TOTAL 2020	94 223,2	100,0%	24 293,4	100,0%	-69 929,8
Variación 2021/2020	61,9%		101,7%		48,0%

Fuente: Elaboración Propia

1.1.3 Oferta Interna de Energía Primaria

La oferta interna bruta de energía primaria considera de forma agregada a la producción total, la variación de inventarios y las importaciones, descontando la energía no aprovechada y las exportaciones.

En el año 2021, la oferta antes mencionada fue de 1 155 475,6 TJ, que es 3,5% mayor a la oferta del año anterior. Este incremento se debió a una mayor oferta de petróleo crudo en 31,0% y carbón mineral 35,9%. Es preciso señalar, que se tiene un menor requerimiento de importación de petróleo crudo debido a que la Refinería Talara no se encontraba operando.

**Tabla 4: OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA
(UNIDAD: TJ)**

(UNIDAD: 15)

FUENTE	2020		2021		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
De yacimientos de fuentes fósiles y minerales					
Gas Natural + LGN	659 166,0	59,1%	628 265,0	54,4%	-4,7%
Petróleo Crudo	154 217,3	13,8%	202 013,3	17,5%	31,0%
Carbón Mineral	19 547,6	1,8%	26 555,8	2,3%	35,9%
Subtotal	832 930,8	74,6%	856 834,2	74,2%	2,9%
Otras fuentes de energía primaria					
Hydroenergía	137 229,3	12,3%	143 595,3	12,4%	4,6%
Leña	109 721,6	9,8%	120 796,3	10,5%	10,1%
Bagazo	20 528,0	1,8%	18 509,4	1,6%	-9,8%
Bosta & Yareta	4 654,3	0,4%	4 405,4	0,4%	-5,3%
Energía Solar	4 592,9	0,4%	4 776,9	0,4%	4,0%
Energía Eólica	6 527,6	0,6%	6 558,1	0,6%	0,5%
Subtotal	283 253,7	25,4%	298 641,4	25,8%	5,4%
TOTAL	1 116 184,5	100,0%	1 155 475,6	100,0%	3,5%

Fuente: Elaboración Propia

Por otro lado, en este rubro de oferta, las fuentes de mayor participación corresponden al gas natural (incluido líquidos) con 54,4%, seguido del petróleo crudo con 17,5%, la hidroenergía con 12,4%, y la leña con 10,5%.

1.2 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

La oferta interna bruta de energía primaria tiene dos destinos que son, los centros de transformación y el consumo directo (consumo final). Al respecto, en el año 2021, dichos destinos registraron correspondientemente, los valores de 987 381,5 TJ y 141 298,4 TJ, y una participación de 87,5% y 12,5% de la oferta interna bruta, respectivamente.

Asimismo, en comparación al año anterior, la cantidad de energía primaria destinada a los centros de transformación incrementó en 2,2%, y la destinada al consumo directo incrementó en 12,0%.

Tabla 5: DESTINO DE LA OFERTA INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA
(UNIDAD: TJ)

DESTINOS	2020		2021		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Centros de Transformación	966 185,1	88,4%	987 381,5	87,5%	2,2%
Consumo Directo	126 188,6	11,6%	141 298,4	12,5%	12,0%
TOTAL	1 092 373,7	100,0%	1 128 679,9	100,0%	3,3%

Fuente: Elaboración Propia

De la cantidad total de energía primaria destinada a centros de transformación, durante el año 2021, el 81,4% fue procesada en las plantas de transformación y tratamiento de hidrocarburos, 17,2% en centrales eléctricas, y sólo el 1,4% en carboneras.

De la energía total destinada a los centros de transformación, las centrales eléctricas procesaron 169 947,2 TJ, que es 3,8% mayor al registrado el año anterior, siendo la participación de fuentes de energía de la siguiente manera: 14,5% hidroenergía, 1,2% bagazo, 0,5% carbón mineral, 0,3% energía solar, y 0,7% energía eólica.

Respecto a las refinerías, éstas procesaron 202 013,3 TJ de petróleo crudo, que representa el 20,5% de la energía primaria destinada a los centros de transformación. Dicha cantidad de energía fue 31% mayor a la registrada en el año 2020. En el caso de plantas de procesamiento de gas natural, se procesaron 601 469,4 TJ, que representa el 60,9% de la energía primaria destinada los centros de transformación.

En relación a las carboneras, se transformaron 13 952,5 TJ de leña para la producción de carbón vegetal, siendo dicha cantidad 1,4% mayor a la registrada en el 2020.

Finalmente, al igual que el año 2020, en el 2021, no se produjo coque a partir de carbón mineral.

Tabla 6: DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA PRIMARIA DESTINADA A LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN
(UNIDAD: TJ)

TIPOS DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	2020		2021		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Centrales Eléctricas					
Hidroenergía	137 229,3	14,2%	143 595,3	14,5%	4,6%
Bagazo	11 527,0	1,2%	11 781,0	1,2%	2,2%
Carbón Mineral	5 288,6	0,5%	4 818,0	0,5%	-8,9%
Solar	3 078,5	0,3%	3 194,8	0,3%	3,8%
Eólica	6 527,6	0,7%	6 558,1	0,7%	0,5%
Subtotal	163 651,0	16,9%	169 947,2	17,2%	3,8%
Centros de transformación y tratamiento de hidrocarburos					
Refinerías de petróleo crudo	154 217,3	16,0%	202 013,3	20,5%	31,0%
Plantas de procesamiento de gas natural	635 355,1	65,8%	601 469,4	60,9%	-5,3%
Subtotal	789 572,4	81,7%	803 482,7	81,4%	1,8%
Carboneras					
Leña	12 962,0	1,3%	13 952,5	1,4%	7,6%
Subtotal	12 962,0	1,3%	13 952,5	1,4%	7,6%
Coquerías y Altos Hornos					
Carbón Mineral	-	-	-	-	-
Subtotal	-	-	-	-	-
TOTAL	966 185,4	100,0%	987 382,4	100,0%	2,2%

Fuente: Elaboración Propia

1.3 ENERGÍA SECUNDARIA

1.3.1 Importación y exportación de Energía

En el 2021, las exportaciones fueron menores que las importaciones, debido principalmente, a una menor cantidad de gas natural liquefactado por la paralización de operaciones de la planta Melchorita (cierres de puertos, paradas programadas de mantenimiento y fallos mecánicos). El saldo de este flujo fue de 29 663,1 TJ, cifra que es 66,3% menor al ocurrido al año 2020.

Por el lado de la exportación, el valor fue de 260 368,5 TJ, representando una reducción de 18,1% respecto a lo exportado en el año 2020. En esta actividad predominó el Gas Natural seco con una participación de 54,8%, seguido de la Gasolina Motor con 28,0%, y luego el Fuel Oil con 12,0%.

En relación a la importación, el valor fue de 290 031,6 TJ, que es 26,3% mayor al registrado el año anterior. Del mencionado valor, las fuentes secundarias con mayor participación fueron, el Diesel B5 con el 63,2%, la Gasolina Motor con 20,5%, y luego el GLP con 8,5%.

Tabla 7: BALANZA COMERCIAL DE ENERGÍA SECUNDARIA
(UNIDAD: TJ)

FUENTE	IMPORTACIONES		EXPORTACIONES		SALDO
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Año 2021					
Coque	1 948,0	0,7%	-	0,0%	- 1948,,0
Carbón Vegetal	6,0	0,0%	-	0,0%	-6,0
GLP	24 782,9	8,5%	-	0,0%	-24 782,9
Etanol	3 848,4	1,3%	-	0,0%	-3 848,4
Gasohol	-	0,0%	-	0,0%	0,0
Gasolina Motor	59 536,1	20,5%	72 781,4	28,0%	13 245,4
Turbo	5 851,9	2,0%	-	0,0%	-5 851,9
Biodiesel	4 431,4	1,5%	-	0,0%	-4 431,4
Diesel B5	183 199,5	63,2%	12 287,1	4,7%	-170 912,3
Fuel Oil	2 272,1	0,8%	31 118,4	12,0%	28 846,3
Gas Seco	-	0,0%	142 564,1	54,8%	142 564,1
No Energético Petróleo y Gas	4 000,6	1,4%	1 617,5	0,6%	-2 383,1
Electricidad	154,8	0,1%	-	0,0%	-154,8
TOTAL 2021	290 031,6	100,0%	260 368,5	100,0%	-29 663,1
Año 2020					
Coque	864,3	0,4%	-	0,0%	-864,3
Carbón Vegetal	6,0	0,0%	-	0,0%	-6,0
GLP	16 661,7	7,3%	1 952,5	0,6%	-14 709,2
Etanol	3 237,0	1,4%	-	0,0%	-3 237,0
Gasohol	-	0,0%	-	0,0%	0,0
Gasolina Motor	45 367,5	19,8%	68 481,3	21,5%	23 113,9
Turbo	7 056,3	3,1%	-	0,0%	-7 056,3
Biodiesel	4 190,0	1,8%	-	0,0%	-4 190,0
Diesel B5	147 723,0	64,3%	13 735,4	4,3%	-133 987,7
Fuel Oil	1 242,0	0,5%	12 581,4	4,0%	11 339,4
Gas Seco	-	0,0%	219 514,0	69,1%	219 514,0
No Energético Petróleo y Gas	3 222,0	1,4%	1 517,7	0,5%	-1 704,3
Electricidad	134,7	0,1%	-	0,0%	-134,7
TOTAL 2020	229 704,6	100,0%	317 782,3	100,0%	88 077,7
Variación 2021/2020	26.3%		-18.1%		-66.3%

Fuente: Elaboración Propia.

1.3.2 Producción de Energía Secundaria

La producción de energía secundaria bruta corresponde a los productos obtenidos de los centros de transformación. En ese sentido, en el año 2021 la producción fue de 972 749,3 TJ, que es 1,4% mayor al valor registrado el año anterior.

La estructura de producción está compuesta principalmente de derivados de hidrocarburos, los cuales fueron obtenidos de las refinerías y plantas de gas, y que en el año 2021 representaron el 78,2% de la producción total de energía secundaria.

Del mismo modo, y en segundo lugar se encuentra la electricidad con una participación de 21,3%. Este energético es generado por centrales eléctricas de diversas tecnologías, como son hidroeléctricas, solares, eólicas, además de las térmicas que usan tanto los hidrocarburos (gas natural, diésel B5, petróleo industrial) como el carbón mineral.

Tabla 8: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA
(UNIDAD: TJ)

FUENTE	2020		2021		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Derivados de Hidrocarburos	764 207,9	79,7%	760 329,9	78,2%	-0,5%
Electricidad	189 999,7	19,8%	206 838,4	21,3%	8,9%
Carbón Vegetal	5 184,8	0,5%	5 581,0	0,6%	7,6%
Derivados del Carbón	-	0,0%	-	0,0%	-
TOTAL	959 392,3	100,0%	972 749,3	100,0%	1,4%

Fuente: Elaboración Propia

1.3.3 Oferta Interna de Energía Secundaria

La oferta interna de energía secundaria corresponde al energético que está disponible y puesto al servicio del consumidor final, es decir, que se obtiene de restar a la producción, las exportaciones, el consumo propio de los centros de transformación (operaciones propias), así como, las pérdidas ocurridas durante el almacenamiento, transporte, y distribución. Cabe precisar, que también se descuenta las ventas para consumo fuera del país (bunker).

En ese sentido, la oferta que se muestra en la siguiente tabla, considera el consumo final de energía secundaria dentro del territorio nacional. No se contabilizan los derivados que no son utilizados como energéticos. En el año 2021, la oferta interna de energía secundaria fue de 752 437,1 TJ, que es 22,0% mayor al valor registrado el año anterior.

Tabla 9: OFERTA INTERNA DE ENERGÍA SECUNDARIA
(UNIDAD: TJ)

FUENTE	2020		2021		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Derivados de Hidrocarburos	445 136,5	72,2%	566 213,6	75,3%	27,1%
Electricidad	164 249,8	26,7%	179 133,9	23,8%	9,1%
Carbón Vegetal	5 190,8	0,8%	5 587,0	0,7%	7,6%
Derivados del Carbón	1 685,0	0,3%	1 502,6	0,2%	-10,8%
TOTAL	616 605,1	100,0%	752 437,1	100,0%	22,0%

Fuente: Elaboración Propia

1.4 CONSUMO FINAL DE ENERGÍA

Debido a la disponibilidad de mayor información sobre la desagregación de la demanda de hidrocarburos en el transporte, desde la elaboración del Balance Nacional de Energía (BNE) 2018, se incorpora mejoras en la caracterización del consumo final de energía, lográndose separar de dicho consumo a la actividad denominada bunker y una mayor desagregación del consumo final en el sector transporte.

El Bunker abarca los combustibles vendidos para el transporte de naves marítimas y aéreas en viaje internacional, es decir, se trata de un consumo fuera del territorio nacional.

Cabe señalar, que el consumo final nacional fue desagregado por sectores económicos utilizando los resultados de los Balances Nacionales de Energía Útil de los años 1998 y 2013. Los resultados mencionados se basan en encuestas de consumo energético realizadas a nivel nacional, por lo que sirvieron para calibrar los modelos utilizados en determinar el consumo energético de cada sector.

1.4.1 Consumo por Fuente

En el año 2021, el consumo final de energía fue de 925 489,1 TJ, siendo el consumo final nacional el valor de 901 106,5 TJ y del bunker de 24 382,7 TJ.

Respecto a cada fuente en particular y respecto del consumo final, se obtuvo las siguientes participaciones apreciables en la parte de consumo final nacional: 28,0% DB5/MGO; 19,4% electricidad; 11,5% leña; 10,6% gas distribuido; 9,8% Gas Licuado de Petróleo; y 8,8% gasohol; entre otros, como el carbón mineral, turbo, gasolina motor, bagazo, y bosta & yareta, que tuvieron porcentajes menores.

**Tabla 10: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR FUENTES
(UNIDAD: TJ)**

FUENTE	2020		2021		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
BUNKER – COMBUSTIBLES VENDIDOS EN NAVES MARÍTIMAS Y AÉREAS EN VIAJE INTERNACIONAL					
Turbo	11 121,8	1,4%	13 416,2	1,4%	20,6%
MGO	348,1	0,1%	35,6	0,0%	-89,8%
Diesel B5	0,0	0,0%	24,4	0,0%	
Fuel Oil**	9 374,6	1,2%	10 906,6	1,2%	16,3%
Subtotal Bunker	20 844,4	2,7%	24 382,7	2,6%	17,0%
CONSUMO FINAL					
Fuente Primaria	126 188,6	16,4%	141 298,4	15,3%	12,0%
Carbón Mineral	14 258,9	1,9%	21 737,8	2,3%	52,5%
Leña	96 759,7	12,6%	106 843,8	11,5%	10,4%
Bosta & Yareta	4 654,3	0,6%	4 405,4	0,5%	-5,3%
Bagazo (energético)	6 422,2	0,8%	4 397,6	0,5%	-31,5%
Energía Solar	1 514,7	0,2%	1 583,0	0,2%	4,5%
Bagazo (no energético)	2 578,8	0,3%	2 330,7	0,3%	-9,6%
Fuente Secundaria	621 578,9	80,9%	759 808,0	82,1%	22,2%
Coque	1 685,0	0,2%	1 502,6	0,2%	-10,8%
Carbón Vegetal	5 190,8	0,7%	5 587,0	0,6%	7,6%
GLP	81 654,0	10,6%	90 809,6	9,8%	11,2%
Gasohol	62 385,8	8,1%	81 468,2	8,8%	30,6%
Gasolina Motor	12 900,8	1,7%	18 273,4	2,0%	41,6%
TurboJet	6 269,4	0,8%	8 580,0	0,9%	36,9%
Diesel B5*	202 664,3	26,4%	259 144,8	28,0%	27,9%
Fuel Oil**	3 980,2	0,5%	10 069,2	1,1%	153,0%

FUENTE	2020		2021		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Gas Distribuido	75 625,0	9,8%	97 868,3	10,6%	29,4%
Electricidad	164 249,8	21,4%	179 133,9	19,4%	9,1%
No Energéticos	4 973,8	0,6%	7 371,0	0,8%	48,2%
Subtotal Consumo Final	747 767,5	97,2%	901 106,5	97,4%	20,5%
TOTAL	768 611,9		925 489,1		20,4%

(*) Incluye la demanda de Marine Gas Oil – MGO.

(**) Incluye la demanda de Petróleo Industrial e IFO380.

Fuente: Elaboración Propia

1.4.2 Consumo por Sectores

En caso del Bunker, debido a su alcance, la energía registrada corresponde totalmente al consumo del sector transporte, pero fuera del territorio nacional.

Respecto al consumo final, el mayor consumo energético dentro del año 2021 correspondió al sector transporte nacional, con una participación del 41,6% y un valor de 385 434,5 TJ. La participación del transporte incluido el bunker representó una participación de 44,2%.

Los siguientes sectores relevantes fueron el Industrial y Minero, con un consumo conjunto de 244 265,3 TJ, representando el 26,4% del consumo final.

El grupo de sectores Residencial, Comercial y Público, también tiene un consumo significativo de 245 640,3 TJ, que es el 26,5% del consumo final.

Finalmente, uno de los sectores de menor consumo son el Agropecuario y Pesca, con un consumo de 16 064,7 TJ y una participación de 1,7%.

Tabla 11: CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGÍA POR SECTORES ECONÓMICOS
(UNIDAD: TJ)

SECTOR	2020		2021		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
BUNKER – COMBUSTIBLES VENDIDOS EN NAVES MARÍTIMAS Y AÉREAS EN VIAJE INTERNACIONAL					
Transporte (bunker)	20 844,4	2,7%	24 382,7	2,6%	17,0%
Subtotal	20 844,4	2,7%	24 382,7	2,6%	17,0%
CONSUMO FINAL					
Transporte (nacional)	295 575,8	38,5%	385 434,5	41,6%	30,4%
Residencial, Comercial y Público	227 304,1	29,6%	245 640,3	26,5%	8,1%
Industria y Minería	207 187,8	27,0%	244 265,3	26,4%	17,9%
Agropecuaria y Pesca	10 147,6	1,3%	16 064,7	1,7%	58,3%
No Energético	7 552,6	1,0%	9 701,7	1,0%	28,5%
Subtotal	747 767,5	97,3%	901 106,5	97,4%	20,5%
TOTAL	768 611,9		925 489,1		20,4%

Fuente: Elaboración Propia

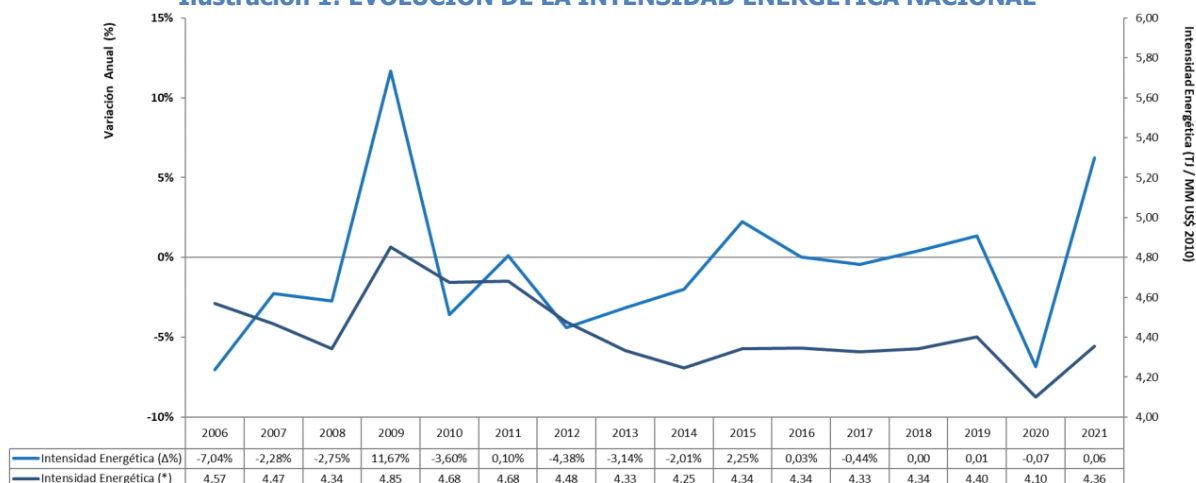
1.5 INTENSIDAD ENERGÉTICA

La intensidad energética (IE) es la relación entre la energía consumida por unidad de producto interno bruto de una economía. Este es obtenido al dividir la cantidad de fuentes energéticas consumida por los diversos sectores económicos y el valor del PBI.

Como resultado, en el año 2021, la IE fue 4,36 TJ/MM US\$ (dólares del año 2010). Es decir, que se consumió 4,36 TJ de energía para producir 1 millón de US\$ del PBI. Este valor fue 6,3% mayor al registrado el año anterior.

Cabe precisar, que entre el año 2006 y 2021, el valor de IE presentó una reducción significativa, de 4,57 a 4,36 TJ/MM US\$ (dólares del año 2010), decreciendo a una tasa media anual de 0,06%. Asimismo, entre el año 2008 y 2009 se redujo la tasa de crecimiento del PBI producto de la crisis financiera internacional que impactó la actividad económica en el país. En ese sentido, existen diversos factores asociados a las mejoras de eficiencia energética que han contribuido a la reducción de este indicador, tales como: el uso de equipos energéticos más eficientes (realizan el mismo trabajo con menos energía), el consumo de fuentes energéticas más eficientes, la disminución de pérdidas en los centros de transformación de energía, disminución de pérdidas en el transporte y distribución de energía hasta el consumidor final, entre otros.

Ilustración 1: EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA NACIONAL



Fuente: Elaboración Propia / BM

(*) Total de energía consumida entre el PBI nacional expresado en MM US\$ de 2010

1.6 MATRIZ Y FLUJO DE ENERGÍA

1.6.1 Matriz del Balance Nacional

Tabla 12: MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL 2021
(UNIDAD: TJ)

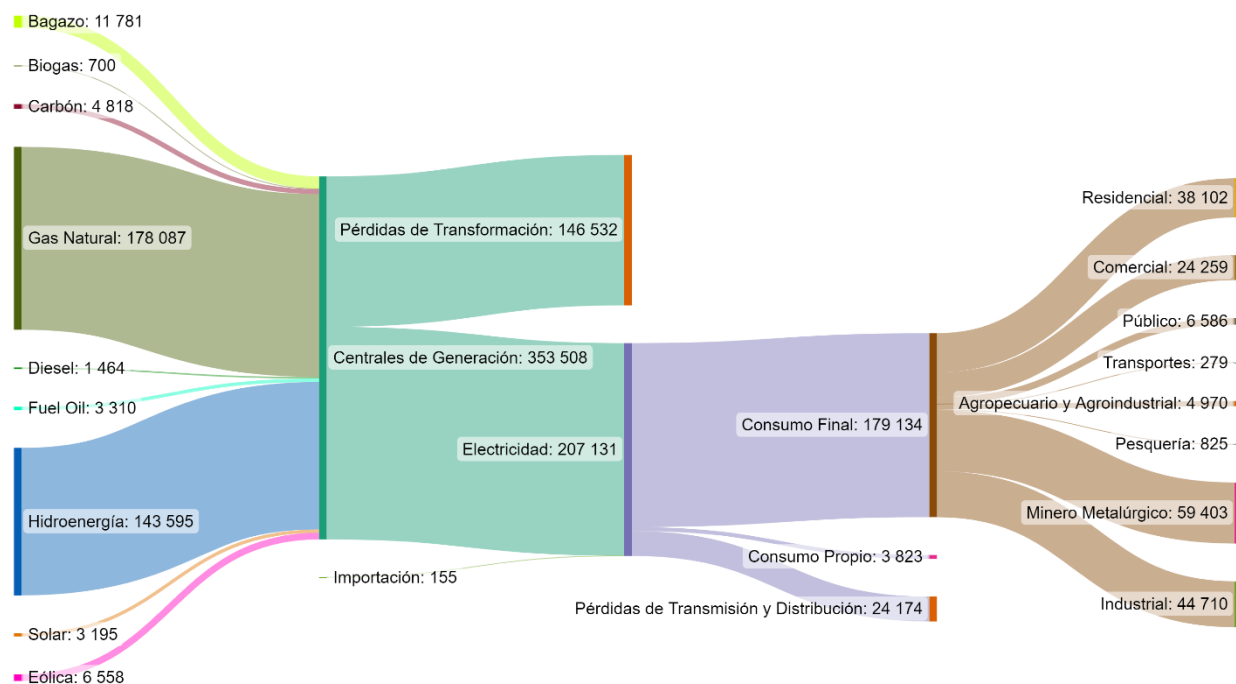
DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Planeamiento Energético			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
			ENERGÍA PRIMARIA											ENERGÍA SECUNDARIA																	TOTAL ENERGÍA
			Carbón Mineral	Leña	Bosta y Yareta	Bagazo	Petróleo Crudo	Líquidos de Gas Natural	Gas Natural	Hidro Energía	Solar	Eólica	Total E.P	Biogas	Coque	Carbón Vegetal	GLP	Etanol	Gasohol	Gasolina Motor	Turbo	Biodiesel	Diesel B5	Fuel Oil	Gas Refinería	Gas Seco	Otros Energét. Petróleo y Gas	No Energético Petróleo y Gas	Energía Eléctrica	Total E.S	
OFERTA	1. Producción	3 923,9	120 796,3	4 405,4	18 509,4	81 142,4	141 015,2	761 020,1	143 595,3	4 776,9	6 558,1	1 285 743,0	999,7																999,7	1 286 742,6	
	2. Importación	8 778,9				143 738,1					152 516,8		1 948,0	6,0	24 782,9	3 848,4		59 536,1	5 851,9	4 431,4	183 199,5	2 272,1					4 000,6	154,8	290 031,6	442 548,4	
	3. Variación de Inventarios	37 962,5				2 033,6		0,0			39 996,1		(445,5)		27,5	345,8		55,9	(542,6)	1 516,5	595,0	876,6		545,6			329,9		3 304,9	43 301,0	
	4. OFERTA TOTAL	50 665,2	120 796,3	4 405,4	18 509,4	226 914,1	141 015,2	761 020,1	143 595,3	4 776,9	6 558,1	1 478 255,9	999,7	1 502,6	6,0	24 810,4	4 194,2		59 592,0	5 309,3	4 474,8	183 794,5	3 148,7		545,6			4 330,5	154,8	294 336,2	1 772 592,1
	5. Exportación	(24 109,4)				(24 900,8)					(49 010,2)							(72 781,4)			(12 287,1)	(31 118,4)		(142 564,1)		(1 617,5)		(260 368,5)	(309 378,7)		
	6. No Aprovechada							(273 770,2)			(273 770,2)	(299,9)									(11 110,5)	(37 515,6)		(1 272,2)				(1 572,1)	(275 342,3)		
	7. Transferencias															(4 324,7)	38 524,8	(75 946,8)	(246,2)	(11 110,5)	(37 515,6)	(998,4)			93 737,0	(10,1)		2 109,6	2 109,6		
	8. Bunkers																		(13 416,2)		(59,9)	(10 906,6)						(24 382,7)	(24 382,7)		
	9. OFERTA INTERNA BRUTA	26 555,8	120 796,3	4 405,4	18 509,4	202 013,3	141 015,2	487 249,9	143 595,3	4 776,9	6 558,1	1 155 475,6	699,8	1 502,6	6,0	24 810,4	(130,5)	38 524,8	(89 136,2)	(8 353,1)	(5 162,5)	133 931,9	(39 874,7)		(143 290,6)	93 737,0	2 702,9	154,8	10 122,4	1 165 598,0	
TRANSFORMACIÓN	10. Total Transformación	(4 818,0)	(13 952,5)		(11 781,0)	(199 338,7)	(141 015,2)	(460 454,2)	(143 595,3)	(3 163,0)	(6 558,1)	(984 707,8)	(699,8)		5 581,0	63 710,9	(130,5)	28 536,4	106 520,3	16 906,2	(5 162,5)	120 811,6	49 775,6	2 484,7	282 367,7	(93 737,0)	16 588,1	206 838,4	800 509,7	(184 198,1)	
	10.1 Coquerías y Altos Hornos														5 581,0														5 581,0	(8 371,5)	
	10.2 Carboneras		(13 952,5)									(13 952,5)			5 581,0																
	10.3 Refinerías					(199 338,7)						(199 338,7)				3 393,0	(130,5)	28 536,4	51 313,0	16 906,2	(5 162,5)	113 958,2	53 086,2	2 484,7		(93 737,0)	15 482,1		186 129,8	(13 208,9)	
	10.4 Plantas de Gas						(141 015,2)	(460 454,2)				(601 469,4)			60 317,9			55 207,3			8 317,5			460 454,2		1 106,0		585 521,5	(15 947,9)		
	10.5 Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)	(319,8)			(6 581,8)				(140 752,4)	(2 942,8)	(6 558,1)	(157 154,9)	(699,8)								(899,1)	(3 310,6)		(169 321,9)			199 896,3	25 665,0	(131 489,9)		
	10.6 Centrales Eléc. (Uso Propio)	(4 498,2)			(5 199,2)				(2 842,9)	(220,2)		(12 792,3)									(565,0)			(8 764,6)			6 942,1	(2 387,5)	(15 179,9)		
	11. Consumo Propio Sector Energía							(150 439,6)				(150 439,6)									(134,4)	(105,9)	(2 484,7)	(41 208,8)			(3 822,7)	(47 756,4)	(198 196,0)		
	12. Pérdidas(transp., distr. y almac.)																										(24 174,4)	(24 174,4)	(24 174,4)		
13. Ajustes	(0,0)				2 674,6		(0,0)		(0,9)		2 673,6				(2 288,4)			(889,3)	(26,9)		(4 535,7)	(274,2)				9 611,1	(137,9)	4 024,2	6 697,8		
CONSUMO FINAL	14. CONSUMO FINAL TOTAL	21 737,8	106 843,8	4 405,4	6 728,4					1 583,0		141 298,4		1 502,6	5 587,0	90 809,6		81 468,2	18 273,4	8 580,0		259 144,8	10 069,2		97 868,3			7 371,0	179 133,9	759 808,0	901 106,5
	14.1 Consumo Final No Energético				2 330,7						2 330,7																7 371,0		7 371,0		9 701,7
	14.2 Consumo Final Energético	21 737,8	106 843,8	4 405,4	4 397,6					1 583,0		138 967,7		1 502,6	5 587,0	90 809,6		81 468,2	18 273,4	8 580,0		259 144,8	10 062,2		97 868,3			179 133,9	752 437,1	891 404,8	
	Residencial		94 422,2	4 405,4						958,9		99 786,5			3 530	38 174,1									8 811,9		38 102,1		88 617,6	188 404,1	
	Comercial	0,4	4 180,0							610,9		4 791,3			1 122	3 876,1		10,7	60,7			4 117,4	0,6		7 975,5		24 258,6		41 421,9	46 213,2	
	Público		79,5							1,9		81,5			1	65,2			0,1	47,8		4 070,9			170,6		6 586,4		10 941,5	11 023,0	
	Transportes														-	31 226,4		80 233,9	12 519,5	8 532,3		220 669,8	7 561,2		24 412,2		279,3	385 434,5	385 434,5		
	Agropecuario	3,7	73,1							7,8		84,7			0	139,2					2 192,7				17,3		4 970,1		8 952,2	9 036,9	
	Pesquería		9,1									9,1			0,2	17,7					4 017,8				156,5		825,0		7 018,8	7 027,8	
	Minero		2,1							0,8		2,9			1,4	1 849,1		1 223,5	27,2		14 923,1	35,9		2 326,9		59 402,8		79 789,9	79 792,8		
	Industrial	21 733,7	8 078,0		4 397,6					2,6		34 211,9		1 502,6	932,7	15 461,9		0,2	15,3			11 181,3	2 459,4		53 997,5		44 709,7		130 260,6	164 472,5	
	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA														5 581,0	63 710,9		28 536,4	106 520,3	16 902,2		122 275,7	53 086,2	2 484,7	460 454,2	(3 082,2)	15 050,7	206 838,4			

Fuente: Elaboración Propia

Este diagrama de flujo detallado ilustra el ciclo de la oferta energética en Chile para el año 2017, desde la fuente primaria hasta el consumidor final. El flujo comienza con la **Importación** (576,043) y la **Producción** (227,450). La importación incluye **Petróleo** (226,274) y **Biodiesel** (9,594). La producción incluye **Etanol** (3,978) y **Biodiesel** (9,594). Estos flujos convergen en la **Refinería** (354,282) y la **Planta de Gas** (141,016). La refinería produce **Fuel Oil** (56,282) y **Gasolina** (216,917). La planta de gas produce **Gas Refinería** (2,485) y **No Energético** (16,538). Los flujos de gasolina y gas refinería se dirigen a la **Exportación** (141,087) y al **Inventario** (3,506). La exportación incluye **Gasolina** (81,468) y **Gas Refinería** (2,485). El inventario incluye **Gasolina** (81,468) y **Gas Refinería** (2,485). Los flujos de gasolina y gas refinería se dirigen a la **Central Térmica** (4,775) y al **Turbo** (23,301). La central térmica produce **GLP** (90,809) y **Residencial** (38,174). El turbo produce **GLP** (90,809) y **Residencial** (38,174). Los flujos de GLP y residencial se dirigen a la **Exportación** (141,087) y al **Inventario** (3,506). La exportación incluye **GLP** (90,809) y **Residencial** (38,174). El inventario incluye **GLP** (90,809) y **Residencial** (38,174). Los flujos de GLP y residencial se dirigen a la **Central Térmica** (4,775) y al **Turbo** (23,301). La central térmica produce **GLP** (90,809) y **Residencial** (38,174). El turbo produce **GLP** (90,809) y **Residencial** (38,174). Los flujos de GLP y residencial se dirigen a la **Exportación** (141,087) y al **Inventario** (3,506). La exportación incluye **GLP** (90,809) y **Residencial** (38,174). El inventario incluye **GLP** (90,809) y **Residencial** (38,174).

Origen	Valor
Importación	576 043
Producción	227 450
Petróleo	226 274
Etanol	3 978
Biodiesel	9 594
LGN	141 015
Refinería	354 282
Fuel Oil	56 282
Gasolina	216 917
Planta de Gas	141 016
Gas Refinería	2 485
No Energético	16 538
Pérdidas Transformación	29 207
Exportación	141 087
Inventario	3 506
Central Térmica	4 775
Turbo	23 301
Gasolina	81 468
GLP	90 809
Residencial	38 174
Público	4 184
Transportes	360 742
Minero Metalúrgico	18 058
Bunkers	24 383
Agropecuaria y Agroindustrial	3 965
Comercial	8 066
Industrial	29 117
Pesquera	6 038

**Ilustración 3: DIAGRAMA DE FLUJO SECTOR ELÉCTRICO AÑO 2021
(UNIDAD: TJ)**



Fuente: Elaboración Propia

II

METODOLOGÍA GENERAL DEL BALANCE ENERGÉTICO



II. METODOLOGÍA GENERAL DEL BALANCE ENERGÉTICO

Para poder expresar las relaciones que se ponen de manifiesto en un balance energético es indispensable establecer una estructura lo suficientemente general para obtener una adecuada configuración de las variables físicas propias del sector energético.

2.1 ESTRUCTURA GENERAL

2.1.1 Fuentes de energía primaria

Son aquellas energías provistas, por la naturaleza en forma directa como la hidroenergía, el petróleo crudo, el gas natural, el carbón mineral, leña, residuos vegetales y animales, etc.

Columna 1 a 10 - Fuentes de Energía Primaria: Carbón mineral, leña, bosta y yareta, bagazo, petróleo crudo, líquidos de gas natural, gas natural, hidroenergía, energía solar y energía eólica.

Columna 11 - Total Energía Primaria: Suma de las columnas 1 a 10.

2.1.2 Fuentes de energía secundaria

Son los productos y formas de energía resultantes de los diferentes centros de transformación y tiene como destino los diversos sectores de consumo y eventualmente otro centro de transformación.

Columnas 12 a 27 - Productos y formas de energía secundaria: biogas, coque, carbón vegetal, gas licuado de petróleo, gasolina motor, gasohol, etanol, turbo, biodiesel B100, diésel B5, fuel oil, gas de refinería, gas seco (distribuido), otros productos energéticos del petróleo, no energéticos petróleo y gas y energía eléctrica.

Columna 28 - Total Energía Secundaria: Suma de las columnas 12 a 27.

2.1.3 Total

Consolida todas las energías producidas, transformadas y consumidas en el país.

Columna 29 – Total: Suma de las columnas 11 y 28.

2.1.4 Oferta

Cantidad de energía que se destina a la transformación y/o para el consumo final.

Fila 1 – Producción: Energía primaria y secundaria que se obtiene de los recursos minerales, vegetales, animales e hídricos. Tiene signo positivo.

Fila 2 – Importación: Cantidad de energía primaria y secundaria que ingresa al país proveniente del exterior y constituye parte de la oferta en el balance. Tiene signo positivo.

Fila 3 - Variación de Inventarios: Es la diferencia de la existencia inicial y final para cada forma de energía. Un aumento del almacenamiento de energía en un año determinado significa una reducción en la oferta total y por lo tanto debe caracterizarse con signo negativo y viceversa.

Fila 4 - Oferta Total: Es la cantidad de energía teóricamente disponible para ser consumida por el país. Es la suma algebraica de las filas 1 a 3.

Fila 5 – Exportación: Es la cantidad de energía primaria y secundaria que se envía al exterior. Se identifica con signo negativo.

Fila 6 - No Aprovechada: Es la cantidad de energía que por la naturaleza técnica y/o económica de una explotación, actualmente no está siendo utilizada.

Fila 7 – Transferencias: Las transferencias son adiciones o sustracciones que se realizan de la oferta interna de un producto.

Fila 8 – Bunkers: Es la cantidad de combustibles vendidos a naves marítimas y aéreas en viaje internacional, para mover sus motores. El registro por separado de estos consumos se debe principalmente a que en la metodología del IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) para el inventario de emisiones de gases de efecto invernadero, se descuentan de la oferta interna estos consumos, por considerar que se dan fuera de las fronteras nacionales.

Fila 9 - Oferta Interna Bruta: Es la cantidad de energía primaria y secundaria que se pone a disposición del país para ser sometida a los procesos de transformación, distribución y consumo. Es la suma algebraica de las filas 4, 5, 6, 7 y 8.

2.1.5 Transformación, pérdidas y consumo propio

El sector transformación agrupa a todos los centros de transformación donde las energías primarias y/o secundarias son sometidas a procesos que modifican sus propiedades o naturaleza original.

Fila 10 - Total Transformación: Las cantidades colocadas en esta fila de la columna de 1 a 10 y de 12 a 27, representan la suma algebraica de energía primaria y secundaria que entra y sale del conjunto de los centros de transformación.

Se calcula como la suma algebraica de los valores de las filas 10.1 a 10.6.

Fila 10.1 a 10.6 - Centros de Transformación: Coqueeras, altos hornos, carboneras, refinerías, plantas de gas, centrales eléctricas que generan para el mercado eléctrico y centrales eléctricas que generan para uso propio.

Fila 11 - Consumo Propio del Sector Energético: Es la cantidad de energía utilizada para la producción, transformación, transporte y distribución de la energía.

Fila 12 - Pérdidas (Transporte, Distribución y Almacenamiento): Son aquellos que ocurren durante las actividades que se realizan para suministrar energía, desde la producción hasta el consumo final.

2.1.6 Ajustes estadísticos

Herramientas utilizadas para hacer compatibles los datos correspondientes a la oferta y consumo de energía, proveniente de fuentes estadísticas diferentes.

Fila 13 – Ajustes: En esta fila se cuantifican los déficit o ganancias aparentes de cada energía, producto de errores estadísticos, información o medida. Los ajustes para cada columna (1 a 29) se calculan con la siguiente fórmula:

$(+/-) \text{ AJUSTES} = \text{Consumo Final} (-) \text{ Oferta Interna Bruta} (-) \text{ Total Transformación} (-) \text{ Consumo Propio} (-) \text{ Pérdida de Transformación Distribución y Almacenamiento}$

El ajuste es negativo, si la oferta es mayor que el consumo y viceversa.

2.1.7 Consumo final

En esta parte se detallan los diferentes sectores de la actividad socioeconómica del país, en donde converge la energía primaria y secundaria y conforman el consumo final de energía.

Fila 14 - Consumo Final Total: Es la energía que se encuentra disponible para ser usada por todos los sectores de consumo final en el país, incluyendo aquellos volúmenes utilizados con fines no energéticos. Corresponden a la suma de las filas 14.1 y 14.2.

Fila 14.1 - Consumo Final No Energético: Son las cantidades de energía contenidas en los productos que son utilizados en diferentes sectores, para fines no energéticos.

Fila 14.2 - Consumo Final Energético: Agrupa el consumo final de los sectores: residencial, comercial, público, transporte, agropecuario, pesquería, minero e industrial.

2.1.8 Producción de energía secundaria

Esta fila adicional permite leer directamente la cantidad de energía secundaria producida en los centros de transformación y es igual a la suma de los valores positivos que aparecen desde la fila 10.1 a 10.6.

2.2 CONVERSIÓN DE SIGNOS

En la parte referente al sector energético (Ver matriz), toda cantidad de energía que tienda a aumentar la energía disponible en el país es:

POSITIVA: Producción, importación, disminución de inventarios, salida de los centros de transformación.

NEGATIVA: Aumento de inventarios, exportación, energía no aprovechada, energía transformada, consumo propio y pérdidas de transporte y distribución.

Finalmente, todos los datos que se encuentran en la parte referente al consumo final de energía son también negativos, pero por motivos de simplificación no se presentan como cantidad aritmética (sin signo).

2.3 OPERACIONES BÁSICAS DE LA MATRIZ ENERGÉTICA

2.3.1 Energía primaria y secundaria.

El flujo energético de cada fuente primaria y producto o forma secundaria de energía está expresado por las siguientes ecuaciones:

Oferta Total = Producción (+) Importación (+) o (-) Variación de Inventarios

Oferta Interna Bruta = Oferta Total (+) Exportación (-) Energía No Aprovechable (-) Bunkers

Oferta Interna Bruta = Total Transformación (+) Consumo Final (+) Consumo Propio (+) Pérdida de Transporte y Distribución (+) o (-) Ajustes

Cabe señalar, que las cifras correspondientes a la producción de energía secundaria aparecen dentro del cuadrante referido a los centros de transformación. Por esta razón, y a fin de evitar su duplicación, la suma de dichas cifras no se presentan en la fila de producción de energía primaria, sino como se indicó anteriormente, en una fila adicional ubicada en la parte inferior de la matriz. En ese sentido, para la energía secundaria, la aplicación de las ecuaciones anteriormente indicadas dentro de la matriz, no se cumplen para la energía secundaria; sin embargo, son válidas cuando se estudia las fuentes de forma aislada.

2.3.2 Transformación

Esta parte es constituida por los centros de transformación, y se identifican las pérdidas de transformación debido a la producción de energía secundaria, con la siguiente ecuación:

$$\text{Pérdidas de Transformación} = \text{Total Transformación Primaria} (-) \text{Total Transformación Secundaria}$$

2.3.3 Consumo final de energía

$$\text{Consumo Final} = \text{Consumo Final Primario (+) Consumo Final Secundario}$$

$$\text{Consumo Final} = \text{Consumo Final No Energético (+) Consumo Final Energético}$$

III

ENERGÍA PRIMARIA



III. ENERGÍA PRIMARIA

3.1 RESERVAS

Según cifras disponibles sobre los yacimientos de fuentes fósiles y minerales, el país cuenta con 14 569 974,9 TJ de energía en reservas probadas.

La mayor parte de dichas reservas son principalmente de gas natural con el 65,0% del total, seguido de los líquidos de gas natural con 16,8%, y el petróleo crudo con 11,9%.

Tabla 13: RESERVAS PROBADAS DE ENERGÍA EN YACIMIENTOS FÓSILES Y MINERALES
(UNIDAD: TJ)

FUENTE	RESERVAS PROBADAS	
	Cantidad	Part.
De yacimientos de fuentes fósiles y minerales		
Gas Natural (*)	9 466 959,8	65,0%
Líquidos del Gas Natural (*)	2 450 808,2	16,8%
Petróleo Crudo (*)	1 738 489,7	11,9%
Carbón Mineral	168 736,3	1,2%
Uranio	744 980,9	5,1%
TOTAL	14 569 974,9	100,0%

Nota: () Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos al 31 de diciembre de 2020.*
Fuente: Elaboración Propia

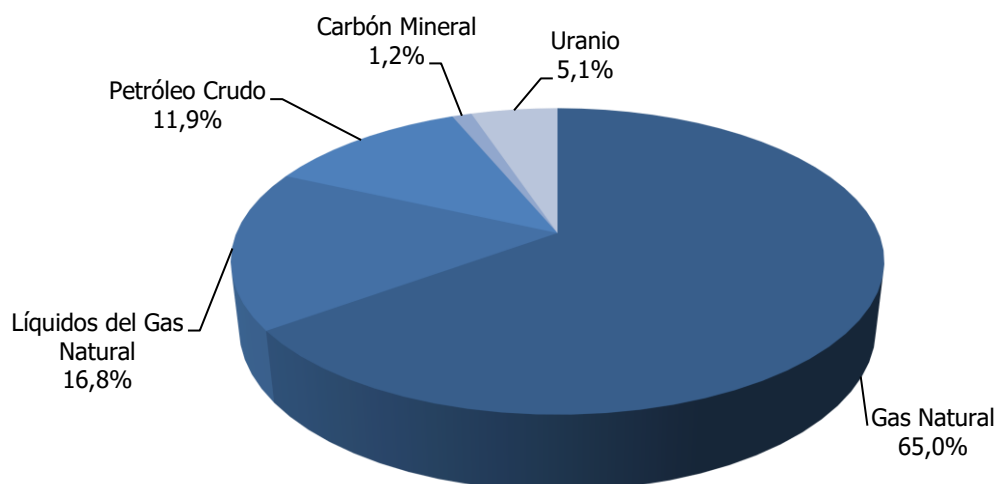
En caso de los hidrocarburos, las reservas probadas fueron registradas de la siguiente manera: el gas natural con $273,809 \times 10^9 \text{ m}^3$ (9,67 TCF), los líquidos de gas natural con $73,62 \times 10^6 \text{ m}^3$ (463,1 $\times 10^6$ Bbl), y el petróleo crudo con $47,73 \times 10^6 \text{ m}^3$ (330,2 $\times 10^6$ Bbl).

Respecto al carbón mineral, las reservas probadas se contaron en $5\,761 \times 10^6$ ton, correspondiendo un 98,2 % al carbón de tipo antracita y 1,8 % al carbón bituminoso. Las regiones de La Libertad, Ancash y Lima, son aquellas que poseen las mayores reservas de carbón mineral dentro del territorio nacional.

Sobre las reservas probadas de uranio, éstas siguen siendo del orden de 1 800 ton y están localizadas en la parte nor-occidental del área de distribución de los volcánicos de la formación Quenamari, distrito de Corani, provincia de Carabaya, Región Puno. Tales reservas fueron obtenidas mediante el "prospecto uranífero Chapi" entre 1984 – 1986 y confirmadas mediante el inventario de reservas probadas de 1989, tomando en consideración el estudio realizado en el año 2007 por el Instituto Geológico Minero y Metalúrgico (INGEMMET), donde se estima el potencial uranífero para todo el Perú en base a la recopilación de mucha información geológica, después del cual no se han realizado más actividades exploratorias. No obstante ello, en los últimos años ha habido un marcado interés de parte de empresas privadas en invertir en exploración de nuevos yacimientos de uranio, especialmente en la zona sur del país.

No se incluye dentro de este esquema de análisis, las reservas de recursos naturales renovables, dado que las estimaciones pueden tener grandes márgenes de error.

Ilustración 4: RESERVAS PROBADAS DE YACIMIENTOS FÓSILES Y MINERALES

**TOTAL: 14 569 975 TJ**

Fuente: Elaboración Propia

3.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA

En el año 2021, la producción interna de energía primaria² fue de 1 001 972,8 TJ, mostrando una disminución de 1,7% respecto a la producción del año anterior.

En relación a las fuentes fósiles de mayor participación, la producción de gas natural incluido sus líquidos disminuyó hasta 4,7%, de igual forma el petróleo crudo disminuyó en 3,5% respecto al año anterior.

Del mismo modo, en otras fuentes de energía primaria, la hidroenergía incrementó en 4,6% y la leña se incrementó en 10,1%. Asimismo, se destaca el incremento de producción con energías solar y eólica, hasta tener una participación de 4,0% y 0,5%, respectivamente.

En cuanto a la participación de las fuentes de energía, en el año 2021 se mantuvieron predominantes las siguientes: gas natural (incluidos líquidos) con 62,1%, la hidroenergía con 14,2%, el petróleo crudo con 8,0%, y la leña con 11,9%.

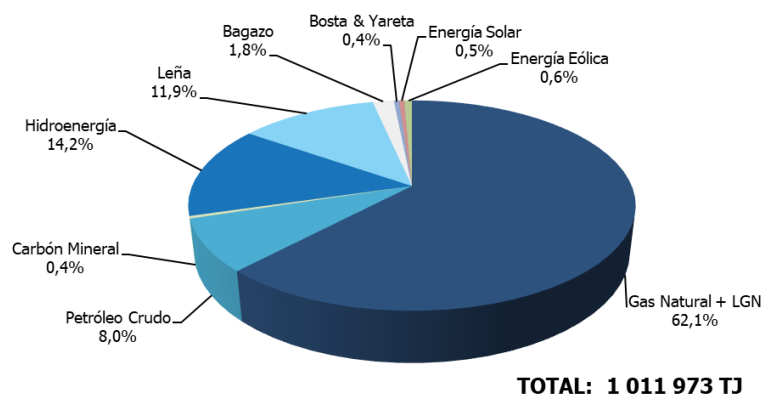
**Tabla 14: PRODUCCIÓN INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA
(UNIDAD: TJ)**

FUENTE	2020		2021		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
De yacimientos de fuentes fósiles y minerales					
Gas Natural + LGN	659 166,0	64,0%	628 265,0	62,1%	-4,7%
Petróleo Crudo	84 091,0	8,2%	81 142,4	8,0%	-3,5%
Carbón Mineral	3 295,2	0,3%	3 923,9	0,4%	19,1%
Subtotal	746 552,2	72,5%	713 331,4	70,5%	-4,4%
Otras fuentes de energía primaria					
Hidroenergía	137 229,3	13,3%	143 595,3	14,2%	4,6%
Leña	109 721,6	10,7%	120 796,3	11,9%	10,1%

² No se incluye la cantidad de energía no aprovechada que sucede durante la extracción de gas natural.

FUENTE	2020		2021		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Bagazo	20 528,0	2,0%	18 509,4	1,8%	-9,8%
Bosta & Yareta	4 654,3	0,5%	4 405,4	0,4%	-5,3%
Energía Solar	4 592,9	0,4%	4 776,9	0,5%	4,0%
Energía Eólica	6 527,6	0,6%	6 558,1	0,6%	0,5%
Subtotal	283 253,7	27,5%	298 641,4	29,5%	5,4%
TOTAL	1 029 805,9	100,0%	1 011 972,8	100,0%	-1,7%

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 5: PARTICIPACIÓN DE LAS FUENTES EN LA PRODUCCIÓN INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA 2021

Fuente: Elaboración Propia

En particular, dentro del grupo de fuentes fósiles y minerales (con excepción del uranio), la composición de las fuentes es similar, tanto en la producción de energía primaria, como en las reservas probadas. En la siguiente tabla, se muestra que, el gas natural y sus líquidos representaron el 88,1% de la producción total de fuentes fósiles y minerales, seguido del petróleo crudo con el 11,4%; en el caso de las reservas, la participación fue de 81,0% y 13,0%, respectivamente.

Tabla 15: PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE ENERGÍA PRIMARIA DE YACIMIENTOS FÓSILES Y MINERALES 2021 (UNIDAD: TJ)

FUENTE	PRODUCCIÓN		RESERVAS	
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.
De yacimientos de fuentes fósiles y minerales				
Gas Natural + LGN *	628 265,0	88,1%	11 917 768,0	81,8%
Petróleo Crudo *	81 142,4	11,4%	1 738 489,7	11,9%
Carbón Mineral	3 923,9	0,6%	168 736,3	1,2%
Uranio	0,0	0,0%	744 980,9	5,1%
TOTAL	713 331,4	100,0%	14 569 974,9	100,0%

Nota: (*) Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos al 31 de diciembre de 2020..

Fuente: Elaboración Propia

3.3 IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA

En el 2021, al igual que el año anterior, se realizaron más importaciones de energía primaria que exportaciones, siendo el saldo la cantidad de 103 506,6 TJ, que es 48,0% mayor al registrado el año anterior.

La energía primaria importada fue de 151 516,8 TJ, representando un incremento de 61,9% respecto al valor importado en el año 2020. En esta actividad predominó el petróleo crudo, con una participación de 94,2% del total importado, el resto del porcentaje se trató de carbón mineral. Es preciso señalar que, durante el 2021 la Refinería Talara no operó debido al inicio de su proyecto de modernización, lo cual originó un menor requerimiento de petróleo crudo.

En caso de la energía primaria exportada, el valor fue de 49 010,2 TJ, representando un incremento de 101,7% respecto a la exportación del año anterior. De dicho valor, el 50,8% fue petróleo crudo, y el 49,2% carbón mineral.

Tabla 16: BALANZA COMERCIAL DE ENERGÍA PRIMARIA
(UNIDAD: TJ)

FUENTE	IMPORTACIONES		EXPORTACIONES		SALDO
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Año 2021					
Petróleo Crudo	143 738,1	94,2%	24 900,8	50,8%	-118 837,3
Carbón Mineral	8 778,7	5,8%	24 109,4	49,2%	15 330,6
TOTAL 2021	151 516,8	100,0%	49 010,2	100,0%	-103 506,6
Año 2020					
Petróleo Crudo	86 233,2	91,5%	23 676,7	97,5%	-62 556,5
Carbón Mineral	7 990,0	8,5%	616,7	2,5%	7 313,3
TOTAL 2020	94 223,2	100,0%	24 293,4	100,0%	-69 929,8
Variación 2021/2020	61,9%		101,7%		48,0%

Fuente: Elaboración Propia

3.4 ENERGÍA PRIMARIA NO APROVECHADA

Respecto a la energía primaria no aprovechada, ésta correspondió al gas natural en una cantidad de 273 770,2 TJ ($6\,771,3 \times 10^6 \text{ m}^3$). De dicho valor, el 79,3% fue por gas reinyectado, el resto fueron de los tipos, gas venteado, gas quemado, gas de condensado y de reposición, entre otros.

3.5 OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA

La oferta interna bruta de energía primaria considera de forma agregada a la producción total, la variación de inventarios y las importaciones, descontando la energía no aprovechada y las exportaciones.

En el año 2021, la oferta antes mencionada fue de 1 155 475,6 TJ, que es 3,5% mayor a la oferta del año anterior. Este incremento se debió a una mayor oferta de petróleo crudo en 31,0%. Es preciso señalar, que se tiene un menor requerimiento de importación debido a que la Refinería Talara no se encontraba operando.

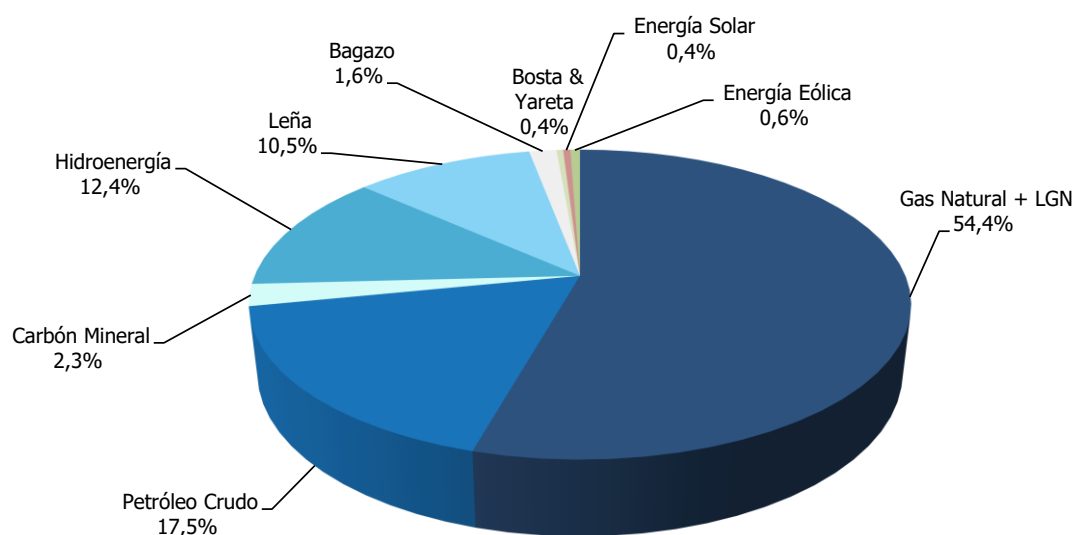
**Tabla 17: OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA
(UNIDAD: TJ)**

FUENTE	2020		2021		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
De yacimientos de fuentes fósiles y minerales					
Gas Natural + LGN	659 166,0	59,1%	628 265,0	54,4%	-4,7%
Petróleo Crudo	154 217,3	13,8%	202 013,3	17,5%	31,0%
Carbón Mineral	19 547,6	1,8%	26 555,8	2,3%	35,9%
Subtotal	832 930,8	74,6%	856 834,2	74,2%	2,9%
Otras fuentes de energía primaria					
Hidroenergía	137 229,3	12,3%	143 595,3	12,4%	4,6%
Leña	109 721,6	9,8%	120 796,3	10,5%	10,1%
Bagazo	20 528,0	1,8%	18 509,4	1,6%	-9,8%
Bosta & Yareta	4 654,3	0,4%	4 405,4	0,4%	-5,3%
Energía Solar	4 592,9	0,4%	4 776,9	0,4%	4,0%
Energía Eólica	6 527,6	0,6%	6 558,1	0,6%	0,5%
Subtotal	283 253,7	25,4%	298 641,4	25,8%	5,4%
TOTAL	1 116 184,5	100,0%	1 155 475,6	100,0%	3,5%

Fuente: Elaboración Propia

Por otro lado, en este rubro de oferta, las fuentes de mayor participación corresponden al gas natural (incluido líquidos) con 54,4%, seguido del petróleo crudo con 17,5%, la hidroenergía con 12,4%, y la leña con 10,5%.

Ilustración 6: PARTICIPACIÓN DE LAS FUENTES EN LA OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA 2021



Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, se debe precisar, que la oferta interna bruta de energía primaria tiene dos destinos que son, los centros de transformación y el consumo directo (consumo final). Al respecto, en el año 2021, dichos destinos registraron correspondientemente, los valores de 987 381,5 TJ y 141 298,4 TJ, y una participación de 87,5% y 12,5% de la oferta interna bruta, respectivamente.

Asimismo, en comparación al año anterior, la cantidad de energía primaria destinada a los centros de transformación incrementó en 2,2%, y la destinada al consumo directo incrementó en 12,0%.

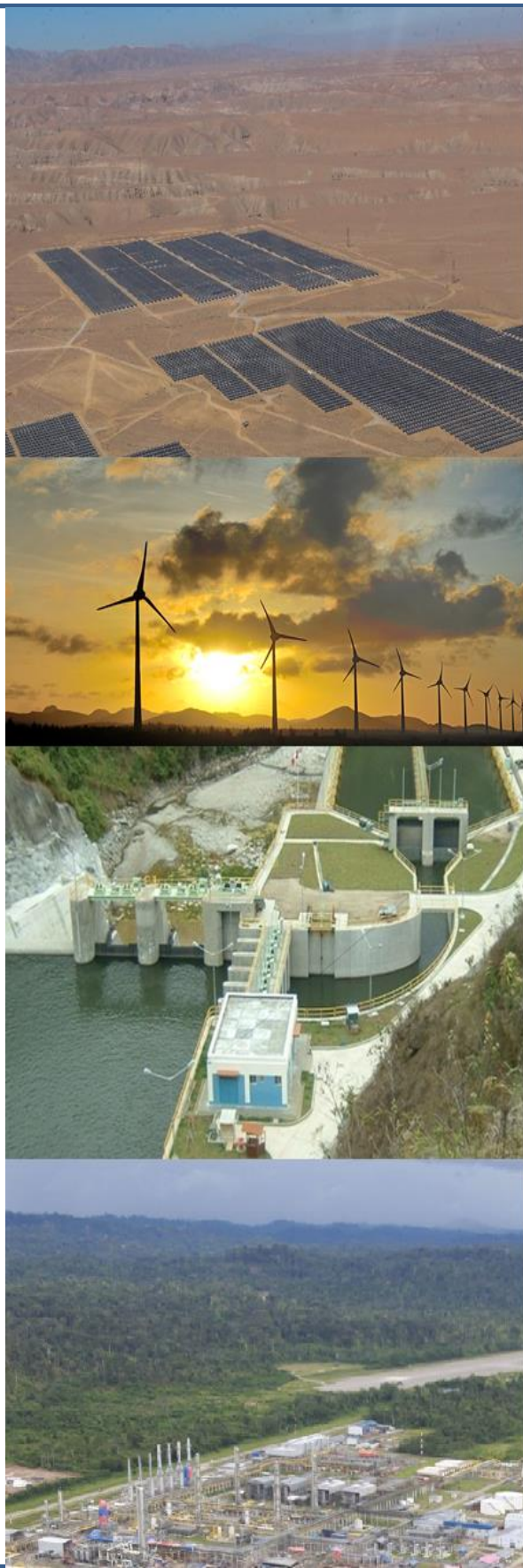
**Tabla 18: DESTINO DE LA OFERTA INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA
(UNIDAD: TJ)**

DESTINOS	2020		2021		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Centros de Transformación	966 185,1	88,4%	987 381,5	87,5%	2,2%
Consumo Directo	126 188,6	11,6%	141 298,4	12,5%	12,0%
TOTAL	1 092 373,7	100,0%	1 128 679,9	100,0%	3,3%

Fuente: Elaboración Propia

IV

CENTROS DE TRANSFORMACIÓN



IV. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

De los 987 381,5 TJ de energía primaria destinados a centros de transformación durante el año 2021, el 81,4% fue procesada en las plantas de transformación y tratamiento de hidrocarburos, 17,2% en centrales eléctricas, y sólo el 1,4% en carboneras.

Tabla 19: DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA PRIMARIA DESTINADA A LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN (UNIDAD: TJ)

TIPOS DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	2019		2020		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Centrales Eléctricas					
Hidroenergía	137 229,3	14,2%	143 595,3	14,5%	4,6%
Bagazo	11 527,0	1,2%	11 781,0	1,2%	2,2%
Carbón Mineral	5 288,6	0,5%	4 818,0	0,5%	-8,9%
Solar	3 078,5	0,3%	3 194,8	0,3%	3,8%
Eólica	6 527,6	0,7%	6 558,1	0,7%	0,5%
Subtotal	163 651,0	16,9%	169 947,2	17,2%	3,8%
Centros de transformación y tratamiento de hidrocarburos					
Refinerías de petróleo crudo	154 217,3	16,0%	202 013,3	20,5%	31,0%
Plantas de procesamiento de gas natural	635 355,1	65,8%	601 469,4	60,9%	-5,3%
Subtotal	789 572,4	81,7%	803 482,7	81,4%	1,8%
Carboneras					
Leña	12 962,0	1,3%	13 952,5	1,4%	7,6%
Subtotal	12 962,0	1,3%	13 952,5	1,4%	7,6%
Coquerías y Altos Hornos					
Carbón Mineral	-	-	-	-	-
Subtotal	-	-	-	-	-
TOTAL	966 185,4	100,0%	987 382,4	100,0%	2,2%

Fuente: Elaboración Propia

4.1 CENTRALES ELÉCTRICAS

De la energía total destinada a los centros de transformación, las centrales eléctricas procesaron 169 947,2 TJ, que es 3,8% mayor al registrado el año anterior, siendo la participación de fuentes de energía de la siguiente manera: 14,5% hidroenergía, 1,2% bagazo, 0,5% carbón mineral, 0,3% energía solar, y 0,7% energía eólica.

4.2 REFINERÍAS DE PETRÓLEO

Respecto a las refinerías, éstas procesaron 202 013,3 TJ de petróleo crudo, que representa el 20,5% de la energía primaria destinada a los centros de transformación. Dicha cantidad de energía fue 31% mayor a la registrada en el año 2020.

4.3 PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL

En el caso de las plantas de procesamiento de gas natural, éstas recibieron la cantidad de 601 469,4 TJ, que representa el 60,9% de la energía primaria destinada los centros de transformación. Dicha cantidad de energía fue 5,3% menor a la registrada en el año 2020.

4.4 CARBONERAS

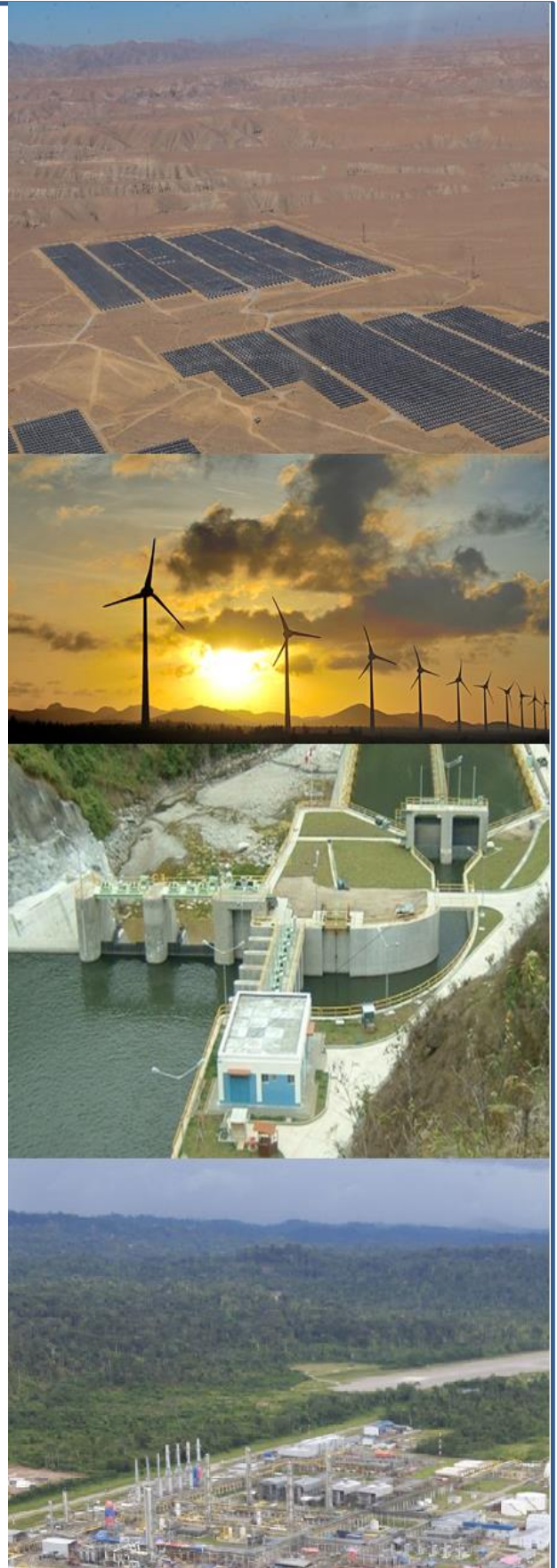
En relación a las carboneras, se transformaron 13 952,5 TJ de leña para la producción de carbón vegetal, siendo dicha cantidad 1,4% mayor a la registrada en el 2020.

4.5 COQUERÍAS Y ALTOS HORNOS

Finalmente, al igual que el año 2020, en el 2021, no se produjo coque a partir de carbón mineral.

V

ENERGÍA SECUNDARIA



V. ENERGÍA SECUNDARIA

Los productos de energía secundaria se obtuvieron tanto de la importación, como de la producción realizada por los centros de transformación ubicados dentro del país. Asimismo, parte de los productos transformados fueron exportados.

5.1 IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA

En el 2021, las exportaciones fueron menor que las importaciones, debido principalmente, a una menor cantidad de gas natural liquefactado por la paralización de operaciones de la planta Melchorita (cierre de puertos y paradas programadas de mantenimiento). El saldo de este flujo fue de 29 663,1 TJ, cifra que es 66,3% menor al ocurrido al año 2020.

Por el lado de la exportación, el valor fue de 260 368,5 TJ, representando una reducción de 18,1% respecto a lo exportado en el año 2020. En esta actividad predominó el Gas Natural seco con una participación de 54,8%, seguido de la Gasolina Motor con 28,0%, y luego el Fuel Oil con 12,0%.

En relación a la importación, el valor fue de 290 031,6 TJ, que es 26,3% mayor al registrado el año anterior. Del mencionado valor, las fuentes secundarias con mayor participación fueron, el Diesel B5 con el 63,2%, la Gasolina Motor con 20,5%, y luego el GLP con 8,5%.

Tabla 20: BALANZA COMERCIAL DE ENERGÍA SECUNDARIA
(UNIDAD: TJ)

FUENTE	IMPORTACIONES		EXPORTACIONES		SALDO
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Año 2021					
Coque	1 948,0	0,7%	-	0,0%	-1 948,0
Carbón Vegetal	6,0	0,0%	-	0,0%	-6,0
GLP	24 782,9	8,5%	-	0,0%	-24 782,9
Etanol	3 848,4	1,3%	-	0,0%	-3 848,4
Gasohol	-	0,0%	-	0,0%	0,0
Gasolina Motor	59 536,1	20,5%	72 781,4	28,0%	13 245,4
Turbo	5 851,9	2,0%	-	0,0%	-5 851,9
Biodiesel	4 431,4	1,5%	-	0,0%	-4 431,4
Diesel B5	183 199,5	63,2%	12 287,1	4,7%	-170 912,3
Fuel Oil	2 272,1	0,8%	31 118,4	12,0%	28 846,3
Gas Seco	-	0,0%	142 564,1	54,8%	142 564,1
No Energético Petróleo y Gas	4 000,6	1,4%	1 617,5	0,6%	-2 383,1
Electricidad	154,8	0,1%	-	0,0%	-154,8
TOTAL 2021	290 031,6	100,0%	260 368,5	100,0%	-29 663,1
Año 2020					
Coque	864,3	0,4%	-	0,0%	-864,3
Carbón Vegetal	6,0	0,0%	-	0,0%	-6,0
GLP	16 661,7	7,3%	1 952,5	0,6%	-14 709,2
Etanol	3 237,0	1,4%	-	0,0%	-3 237,0
Gasohol	-	0,0%	-	0,0%	0,0
Gasolina Motor	45 367,5	19,8%	68 481,3	21,5%	23 113,9
Turbo	7 056,3	3,1%	-	0,0%	-7 056,3
Biodiesel	4 190,0	1,8%	-	0,0%	-4 190,0
Diesel B5	147 723,0	64,3%	13 735,4	4,3%	-133 987,7
Fuel Oil	1 242,0	0,5%	12 581,4	4,0%	11 339,4
Gas Seco	-	0,0%	219 514,0	69,1%	219 514,0
No Energético Petróleo y Gas	3 222,0	1,4%	1 517,7	0,5%	-1 704,3
Electricidad	134,7	0,1%	-	0,0%	-134,7
TOTAL 2020	229 704,6	100,0%	317 782,3	100,0%	88 077,7
Variación 2021/2020	26,3%		-18,1%		-66,3%

Fuente: Elaboración Propia

5.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA

La producción de energía secundaria bruta corresponde a los productos obtenidos a la salida de los centros de transformación nacional, teniendo en cuenta que, las centrales eléctricas de tipo térmico transformaron a electricidad, parte de las fuentes secundarias obtenidas tanto de la importación (derivados de hidrocarburos y/o carbón mineral) como de las refinerías de petróleo crudo o plantas de procesamiento de gas natural nacionales. Esta producción no contabiliza los derivados que no son utilizados como energético.

En ese sentido, en el año 2021 la producción fue de 972 775,5 TJ, que es 1,4% mayor al valor registrado el año anterior.

La estructura de producción está compuesta principalmente de derivados de hidrocarburos, los cuales fueron obtenidos de las refinerías y plantas de gas, y que en el año 2021 representaron el 78,2% de la producción total de energía secundaria.

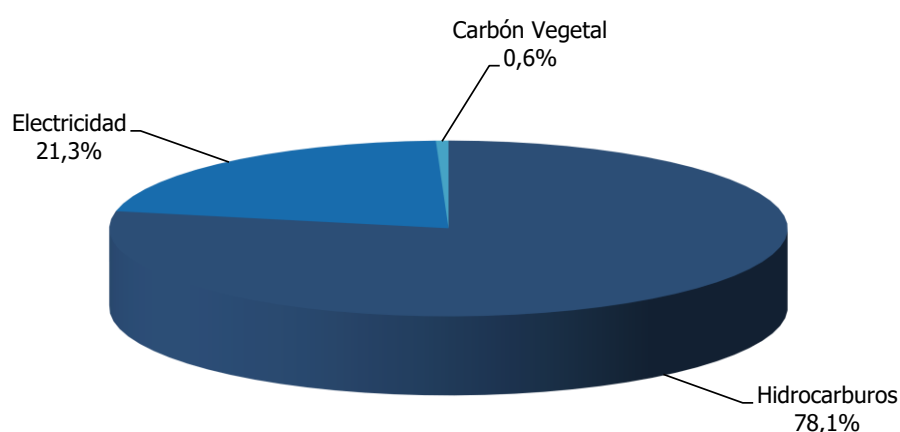
Del mismo modo, y en segundo lugar se encuentra la electricidad con una participación de 21,3%. Este energético es generado por centrales eléctricas de diversas tecnologías, como son hidroeléctricas, solares, eólicas, además de las térmicas que usan tanto los hidrocarburos (gas natural, diésel B5, petróleo industrial) como el carbón mineral.

Tabla 21: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA
(UNIDAD: TJ)

FUENTE	2020		2021		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Derivados de Hidrocarburos	764 207,9	79,7%	760 356,2	78,2%	-0,5%
Electricidad	189 999,7	19,8%	206 838,4	21,3%	8,9%
Carbón Vegetal	5 184,8	0,5%	5 581,0	0,6%	7,6%
Derivados del Carbón	-	0,0%	-	0,0%	-
TOTAL	959 392,3	100,0%	972 775,5	100,0%	1,4%

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 7: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA 2021



TOTAL: 972 776 TJ

Fuente: Elaboración Propia

5.3 BUNKER

El Bunker es un rubro que registra la cantidad de combustible vendida a naves marítimas y aéreas en viaje internacional, para mover sus motores. Este registro se separa del consumo, debido principalmente a que en las metodologías del IPCC para inventario de emisiones de gases de efecto invernadero, se descuentan de la oferta interna, por considerar que son consumos que ocurren fuera de las fronteras nacionales.

Para el año 2021, el consumo de la actividad de tipo Bunker fue de 24 382,7 TJ, cuya variación respecto al año 2020 fue 17,0% mayor, debido a los efectos de la pandemia, dado que se permitieron las actividades de aviación principalmente. Los combustibles consumidos fueron principalmente de tipo Turbo con el 55,0%, seguido del Fuel Oil con 44,7%, los cuales se usaron en naves aéreas y marítimas, respectivamente. Es preciso señalar, que para efectos del desarrollo del balance de energía, la demanda del combustible IFO380 se encuentra dentro del "Fuel Oil".

**Tabla 22: CONSUMO DE ENERGÍA DEL RUBRO BUNKER
(UNIDAD: TJ)**

FUENTE	2020		2021	
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.
Turbo	11 121,8	53,4%	13 416,2	55,0%
Diésel B5	0,0	1,7%	35,6	0,1%
MGO	348,1	0,0%	24,4	0,1%
Fuel Oil**	9 374,6	45,0%	10 906,6	44,7%
Subtotal	20 844,4	100,0%	24 382,7	100,0%

*Nota: (**) Incluye la demanda de IFO380*

Fuente: Elaboración propia / APN-Osinergmin

Aunque el rubro Bunker representa un consumo fuera del país, sus estadísticas son evaluadas también dentro del siguiente capítulo referido al consumo final de energía.

5.4 OFERTA INTERNA DE ENERGÍA SECUNDARIA

La oferta interna de energía secundaria corresponde al energético que está disponible y puesto al servicio del consumidor final, es decir, que se obtiene de restar a la producción, las exportaciones, el consumo propio de los centros de transformación (operaciones propias), así como, las pérdidas ocurridas durante el almacenamiento, transporte, y distribución. Cabe precisar, que también se descuenta las ventas para consumo fuera del país (bunker).

En ese sentido, la oferta que se muestra en la siguiente tabla, se trata del consumo final de energía secundaria dentro del territorio nacional. No se contabilizan los derivados que no son utilizados como energéticos.

En el año 2021, la oferta interna de energía secundaria fue de 752 437,1 TJ, que es 22,0% mayor al valor registrado el año anterior.

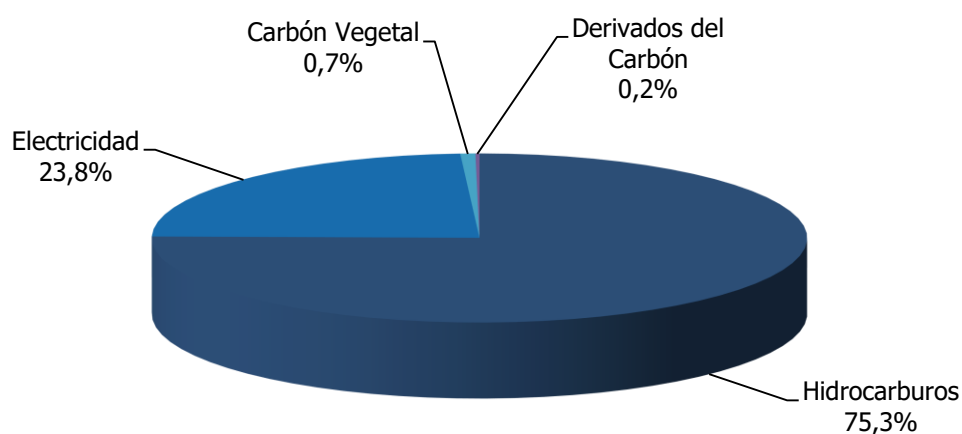
Tabla 23: OFERTA INTERNA DE ENERGÍA SECUNDARIA
(UNIDAD: TJ)

FUENTE	2020		2021		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Derivados de Hidrocarburos	445 479,5	72,2%	566 213,6	75,3%	27,1%
Electricidad	164 249,8	26,6%	179 133,9	23,8%	9,1%
Carbón Vegetal	5 190,8	0,8%	5 587,0	0,7%	7,6%
Derivados del Carbón	1 685,0	0,3%	1 502,6	0,2%	-10,8%
TOTAL	616 605,1	100,0%	752 437,1	100,0%	22,0%

Fuente: Elaboración Propia

Asimismo, dentro de la estructura de esta oferta continúan predominando los derivados de hidrocarburos, con una participación del 75,3% seguido de la electricidad con 23,8%.

Ilustración 8: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA SECUNDARIA 2021



TOTAL: 752 437 TJ

Fuente: Elaboración Propia

VI

CONSUMO FINAL DE ENERGÍA



VI. CONSUMO FINAL DE ENERGÍA

6.1 CONSIDERACIONES PREVIAS

Con la finalidad de mostrar el consumo total de las fuentes de energía primarias y secundarias ofrecidas al consumidor final, las estadísticas incluyen el registro del “Consumo final no energético”.

Asimismo, la información de consumo final de energía es desagregada por sectores económicos, utilizando los resultados de los Balances Nacionales de Energía Útil de los años 1998 y 2013. Los resultados mencionados se basan en encuestas de consumo energético realizadas a nivel nacional, por lo que sirvieron para calibrar los modelos utilizados en determinar el consumo energético de cada sector.

Respecto a lo anterior, se debe tener en cuenta que algunos aspectos relacionados con nueva información detallada referida al consumo, genera que el proceso de desagregación antes mencionado, tenga efectos particulares en la definición de las cifras que se presentan en el documento de Balance de Energía.

Incorporación de nueva información y modelamiento

Debido a la disponibilidad de mayor información sobre la desagregación de la demanda de hidrocarburos en el transporte, desde la elaboración del Balance Nacional de Energía (BNE) 2018, se ha incorporado mejoras en la caracterización del consumo final de energía, lográndose separar de dicho consumo a la actividad denominada bunker; así como, obtener información más precisa de la demanda de combustible en el sector transporte desagregándolo a un mayor nivel.

Como se mencionó en los capítulos anteriores, el Bunker abarca los combustibles vendidos para el transporte de naves marítimas y aéreas en viaje internacional, es decir, se trata de un consumo fuera del territorio nacional.

En ese sentido, el otro componente del consumo final es el consumo final nacional. Para fines comparativos, y debido a la disponibilidad de información, la redefinición se aplicó de forma retroactiva a la estadística desde el año 2017.

De esta manera, la DGEE continuó realizando mejoras en la elaboración del Balance, con la finalidad de incorporar nueva información de fuentes oficiales, la cual muestra atributos técnicos importantes, como puede ser tener un mayor grado de desagregación sobre la demanda de productos energéticos.

En ese sentido, también se realizó adecuaciones a los modelamientos matemáticos que son utilizados para estimar algunos consumos que no son directamente registrados por el sector energía.

Adicional a ello, continuó incorporándose las recomendaciones que dispone la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), para la elaboración de balances energéticos. Esto con el fin de asegurar la calidad de la información y la estandarización de la metodología del balance energético.

Consumo de leña y carbón vegetal

Para la estimación del consumo de leña y carbón vegetal del sector residencial, el BNE 2020 utilizó el Modelo de Estimación de la Demanda de Energía Final de Biomasa (leña, carbón vegetal y bosta & yareta) con mayor desagregación y precisión, por lo que mejora la versión implementada en el BNE 2017.

Esta estimación se realiza a partir de la información muestral proveniente de la Encuesta Nacional de Hogares - ENAHO (2004-2021), así como de la información censal proveniente de los Censos Nacionales 2007 y 2017³, y de los datos de consumo específico por departamento provenientes del Balance Nacional de Energía útil (BNEU)

³ Los censos 2007 y 2017 fueron utilizados para calibrar la información obtenida a nivel muestral de la encuesta ENAHO a fin de tener una métrica coherente con la información poblacional del INEI.

1998 y 2013. Esta estimación considera también los efectos del programa FISE (Fondo de Inclusión Social Energético) y la implementación de cocinas mejoradas sobre el consumo específico a partir del año 2013.

Para el caso de los sectores restantes (comercial, público, industria, minería, agropecuario y pesca), se utiliza la información de consumo total sectorial del BNEU 2013, así como las tasas de crecimiento macroeconómicas de los sectores analizados. Con el fin de determinar su comportamiento en el tiempo del consumo de leña, para el sector comercial se respeta la fluctuación (positiva o negativa) histórica de la tasa de crecimiento. En cambio, en los sectores restantes se asume una tasa negativa debido a las mejoras tecnológicas o el uso de recursos más eficientes.

Consumo de Bosta y Yareta

En el caso del consumo de Bosta & Yareta, el Modelo antes indicado determina una relación exógena entre: el número de hogares rurales, los departamentos donde se consumen bosta & yareta, y el nivel de consumo de este energético en el departamento. Se toma como referencia la información de BNEU 2013.

Consumo de hidrocarburos líquidos

Se realizó ajustes a los valores que estima el modelo utilizado para determinar el consumo de hidrocarburos líquidos (GLP, gasohol, gasolina motor, turbo, diésel B5 y petróleo industrial) por sector económico.

Esto se debió a información reciente y de primera mano suministrada por las entidades correspondientes, así como, a la incorporación de nuevos criterios técnicos basados en las recomendaciones de OLADE, lo cual ha generado algunos cambios en la distribución sectorial y/o en la estimación de parámetros respecto a la versión del BNE 2017 (y anteriores).

Al respecto se debe tener en cuenta los siguientes cambios:

- En el caso del Sector Público, y específicamente en el sub sector Fuerzas Armadas y Defensa Nacional, dejó de ser estimado el consumo de algunos combustibles, debido a que ahora se puede estimar a partir de información referencial disponible en Osinergmin. Estos combustibles son los tipos Turbo, Petróleo Industrial, y gasolina (esto último corresponde a la gasolina 100LL de aviación).
- En el Sector Transporte, el consumo de gasolina motor y gasohol ahora corresponde a las ventas de los establecimientos de venta al público (EVP), con lo cual, el consumo de los demás sectores también se ve ajustado por este nuevo criterio. Asimismo, debido a la incorporación del rubro Bunker desde el BNE 2017, al consumo de este sector se descontó el consumo de combustibles en flotas internacionales, y que son principalmente, el diésel B5, MGO, turbo e IFO 380⁴.

Adicionalmente, como consumo de combustible en transporte marítimo se está considerando la información del servicio de abastecimiento de combustibles en puerto peruano proporcionado por la Autoridad Portuaria Nacional (APN). Es preciso señalar, que desde el 2020 la APN ha implementado su plataforma SAGA que permite recoger la información en mención por parte de las empresas portuarias.

- En el Sector Pesca (pesca internacional) se incorporó el consumo de petróleo industrial según información brindada por la APN.

No obstante, es importante precisar que los cambios anuales reportados en este balance para el consumo de fuel oil, GLP y diésel B5 de los sectores no considerados en estas acotaciones, sí responden a factores tales como: precio del energético, crecimiento sectorial, uso intensivo de Gas Natural u otros sustitutos, así como del crecimiento nacional del energético.

A partir de estas nuevas consideraciones y luego de estandarizar las actividades consideradas en cada sector según el CIUU Rev. 3, se procedió a calibrar el modelo de estimación de consumo de combustibles líquidos a

⁴ Para efectos del desarrollo del balance de energía, la demanda del combustible IFO380 se encuentra dentro del "Fuel Oil"; así como, del combustible MGO se encuentra dentro del "Diésel B5".

nivel sectorial desarrollado e implementado en la versión del BNE 2017, el cual toma como referencia la información disponible del BNEU 1998 y 2013.

Asimismo, se utilizó un conjunto de variables macroeconómicas a nivel sectorial, así como las elasticidades de precio e ingreso, ya sean informadas y/o calculadas, a fin de determinar el comportamiento teórico de la demanda de combustibles.

Cabe señalar que las variables utilizadas fueron elegidas en base a un marco teórico sólido derivado del análisis económico, en particular, se utilizaron los precios reales de los energéticos (ajustados por IPC a 2007) así como los ingresos y PBI sectoriales (PBI real a 2007).

En consecuencia, utilizando el método de aproximación lineal a partir de una especificación de demanda del tipo isoelástica log-linealizada se procedió a estimar una tasa de crecimiento anual para cada año del horizonte de análisis (2000-2020). Como paso final, se aplicaron factores de ajuste a fin de lograr un cierre de cantidades con respecto a la demanda de cada energético a nivel nacional.

Consumo de electricidad

El consumo nacional y sectorial de electricidad continuó calculándose a partir de las ventas de las empresas eléctricas registradas por la Dirección General de Electricidad.

Consumo de energía solar

Se hizo una actualización de los modelos a fin de estimar la capacidad instalada en sistemas solares térmicos y sistemas fotovoltaicos, introduciendo variables tales como: cantidad de paneles fotovoltaicos y termas solares importadas durante el año de estudio y sus respectivas capacidades. Dichas cantidades fueron extraídas del portal web de ADUANAS.

Asimismo, se mantuvo la proporción del consumo de energía solar por sectores económicos igual a los años anteriores, la cual considera la participación en base al BNEU2013.

Consumo de gas natural

Por último, y con la finalidad de estandarizar la información de consumo sectorial referido al gas natural, para el BNE 2021, se ha mantenido la participación del consumo sectorial en función del tipo de actividad (CIUU Rev 3) que desempeña cada consumidor a partir del manejo de bases de datos respecto a los valores del 2021. Es decir, para el desarrollo del BNE se viene aplicando una clasificación por tipo de actividad realizada y no por el volumen consumido. Adicionalmente, para el sector transporte se viene considerado como demanda nacional el consumo de gas natural vehicular reportado por INFOGAS.

6.2 CONSUMO FINAL DE FUENTES DE ENERGÍA Y SU EVOLUCIÓN

En el año 2021, el consumo final de fuentes de energía fue de 925 489,1 TJ, que es 20,4% mayor al registrado para el año 2020. Cabe precisar, que para estos periodos, el registro de dicho consumo pudo ser dividido entre Bunker y consumo final nacional.

Respecto a cada fuente en particular y respecto del consumo final, se obtuvo las siguientes participaciones apreciables en la parte de consumo final nacional: 28,0% DB5/MGO; 19,54% electricidad; 11,5% leña; 10,6% gas distribuido; 9,8% Gas Licuado de Petróleo; y 8,8% gasohol; entre otros, como el carbón mineral, turbo, gasolina motor, bagazo, y bosta & yareta, que tuvieron porcentajes menores.

Tabla 24: CONSUMO FINAL DE FUENTES DE ENERGÍA POR FUENTE
(UNIDAD: TJ)

FUENTE	2020		2021		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
BUNKER – COMBUSTIBLES VENDIDOS EN NAVES MARÍTIMAS Y AÉREAS EN VIAJE INTERNACIONAL					
Turbo	11 121,8	1,4%	13 416,2	1,4%	20,6%
MGO	348,1	0,1%	35,6	0,0%	-89,8%
Diesel B5	0,0	0,0%	24,4	0,0%	
Fuel Oil**	9 374,6	1,2%	10 906,6	1,2%	16,3%
Subtotal Bunker	20 844,4	2,7%	24 382,7	2,6%	17,0%
CONSUMO FINAL					
Fuente Primaria	126 188,6	16,4%	141 298,4	15,3%	12,0%
Carbón Mineral	14 258,9	1,9%	21 737,8	2,3%	52,5%
Leña	96 759,7	12,6%	106 843,8	11,5%	10,4%
Bosta & Yareta	4 654,3	0,6%	4 405,4	0,5%	-5,3%
Bagazo (energético)	6 422,2	0,8%	4 397,6	0,5%	-31,5%
Energía Solar	1 514,7	0,2%	1 583,0	0,2%	4,5%
Bagazo (no energético)	2 578,8	0,3%	2 330,7	0,3%	-9,6%
Fuente Secundaria	621 578,9	80,9%	759 808,0	82,1%	22,2%
Coque	1 685,0	0,2%	1 502,6	0,2%	-10,8%
Carbón Vegetal	5 190,8	0,7%	5 587,0	0,6%	7,6%
GLP	81 654,0	10,6%	90 809,6	9,8%	11,2%
Gasohol	62 385,8	8,1%	81 468,2	8,8%	30,6%
Gasolina Motor	12 900,8	1,7%	18 273,4	2,0%	41,6%
TurboJet	6 269,4	0,8%	8 580,0	0,9%	36,9%
Diesel B5*	202 664,3	26,4%	259 144,8	28,0%	27,9%
Fuel Oil**	3 980,2	0,5%	10 069,2	1,1%	153,0%
Gas Distribuido	75 625,0	9,8%	97 868,3	10,6%	29,4%
Electricidad	164 249,8	21,4%	179 133,9	19,4%	9,1%
No Energéticos	4 973,8	0,6%	7 371,0	0,8%	48,2%
Subtotal Consumo Final	747 767,5	97,3%	901 106,5	97,4%	20,5%
TOTAL	768 611,9		925 489,1		20,4%

(*) Incluye la demanda de Marine Gas Oil – MGO.

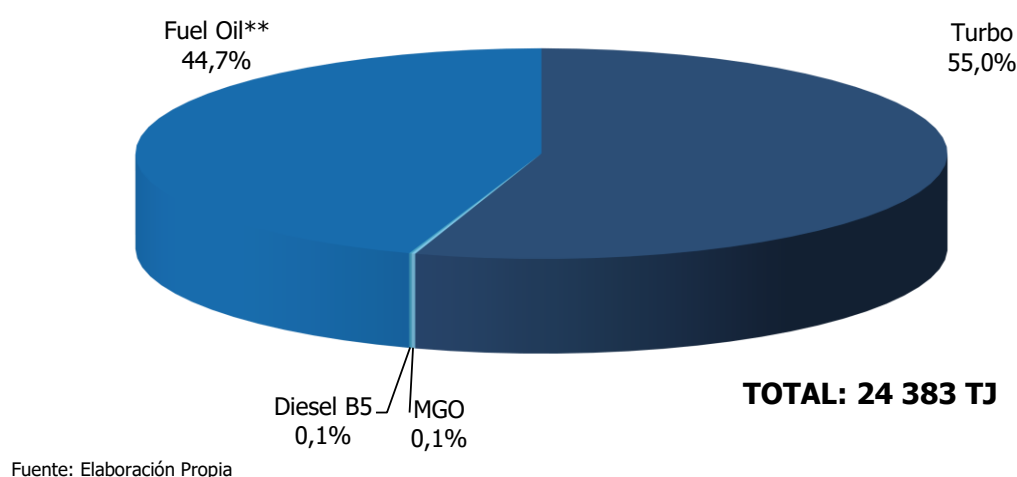
(**) Incluye la demanda de Petróleo Industrial e IFO380.

Fuente: Elaboración Propia

Bunker

En la actividad de Bunker, la cantidad de energía secundaria vendida fue de 24 382,7 TJ, dentro del cual, el 44,7% fue el combustible de tipo Fuel Oil y el 55,0% fue TurboJet. Es preciso señalar, que para efectos del desarrollo del balance de energía, la demanda del combustible IFO380 se encuentra dentro del combustible "Fuel Oil".

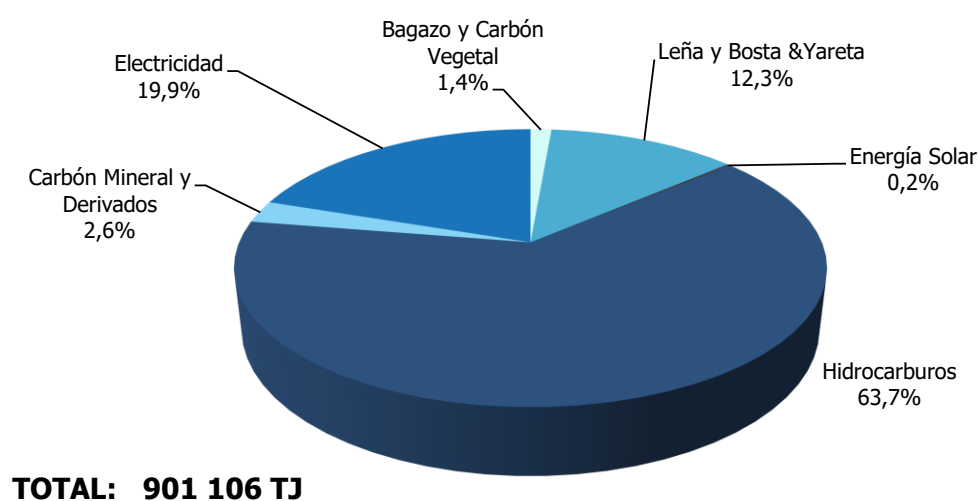
Ilustración 9: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL RUBRO BUNKER 2021



Consumo final nacional

El consumo final nacional del año 2021 ascendió a 901 106,5 TJ, y dentro de este consumo, el 63,7% correspondió a diversos hidrocarburos, y el 19,9% la electricidad.

Ilustración 10: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL NACIONAL 2021



Evoluciones 2006 - 2021

Desde el año 2006 el consumo final de energía primaria se redujo de 28% a 15%, debido principalmente al menor consumo de leña.

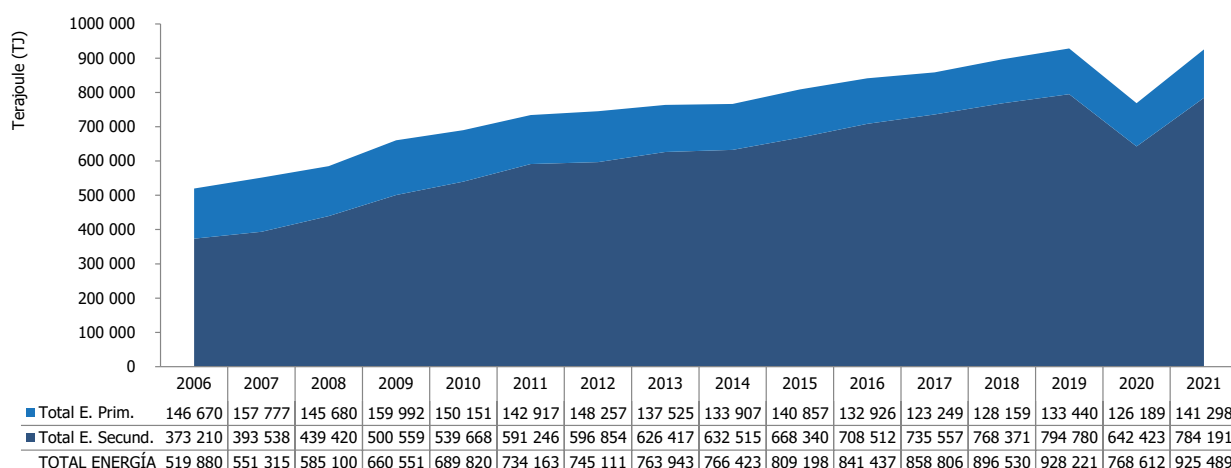
La leña es un energético que se consume principalmente en las zonas rurales, y su tendencia decreciente, se debe a diversos factores que actúan en conjunto, tales como: crecimiento medio de los ingresos de los hogares a nivel nacional, mayor acceso a energías menos contaminantes, programas y mecanismo de política de inclusión

social (FISE y otros programas), programas de difusión y sensibilización de la población en temas energéticos y demás. Asimismo, en términos relativos, la disminución del consumo de leña, estaría representando el avance de su sustitución por combustibles más limpios.

Por otro lado, el consumo de energía secundaria se ha caracterizado a través de los años por el predominio de los hidrocarburos líquidos; no obstante, desde el inicio de la operación del proyecto Camisea en el año 2004, dichos hidrocarburos vienen siendo sustituidos por el gas natural. Asimismo, se puede notar una tendencia creciente del consumo de electricidad a nivel nacional.

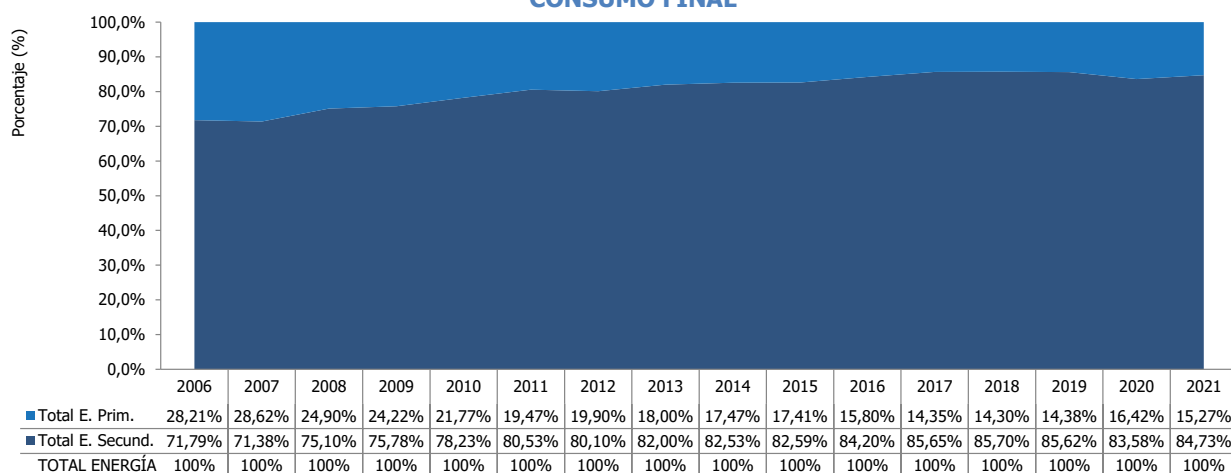
Cabe precisar también, que desde la prohibición de la comercialización del kerosene a nivel nacional, los consumidores de dicho energético pasaron a usar GLP como energético sustituto.

Ilustración 11: EVOLUCIÓN DE LOS TIPOS DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL



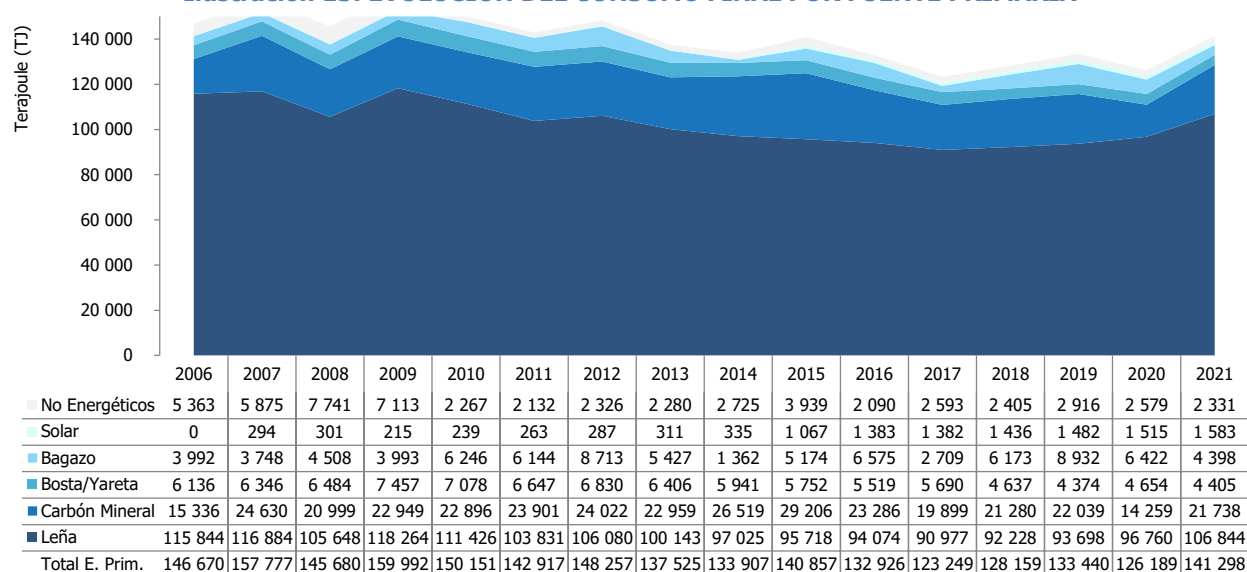
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 12: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE LOS TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL



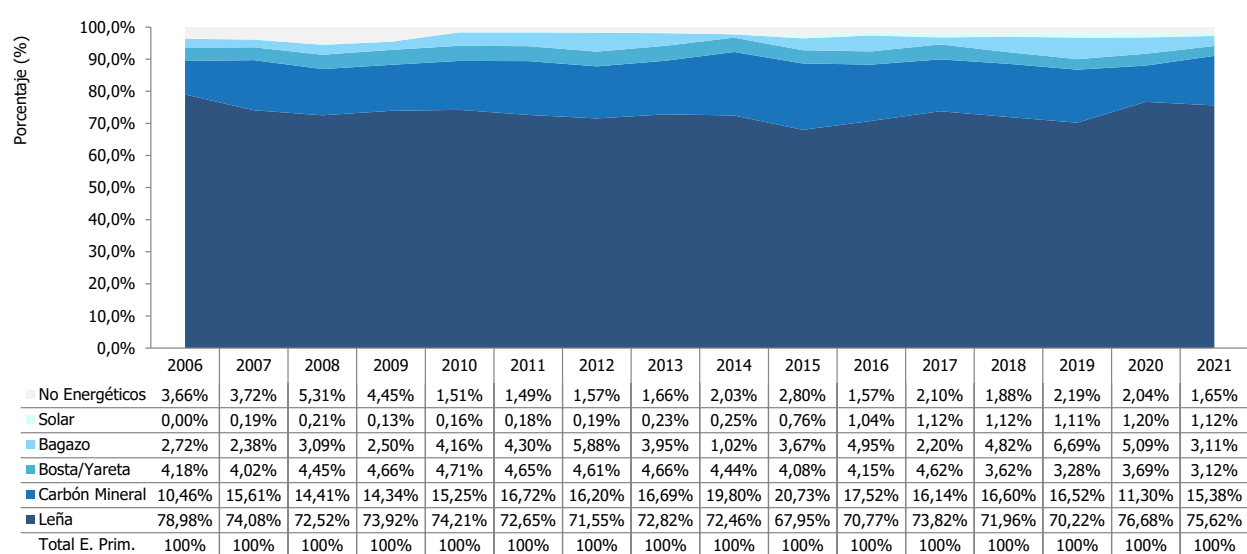
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 13: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL POR FUENTE PRIMARIA



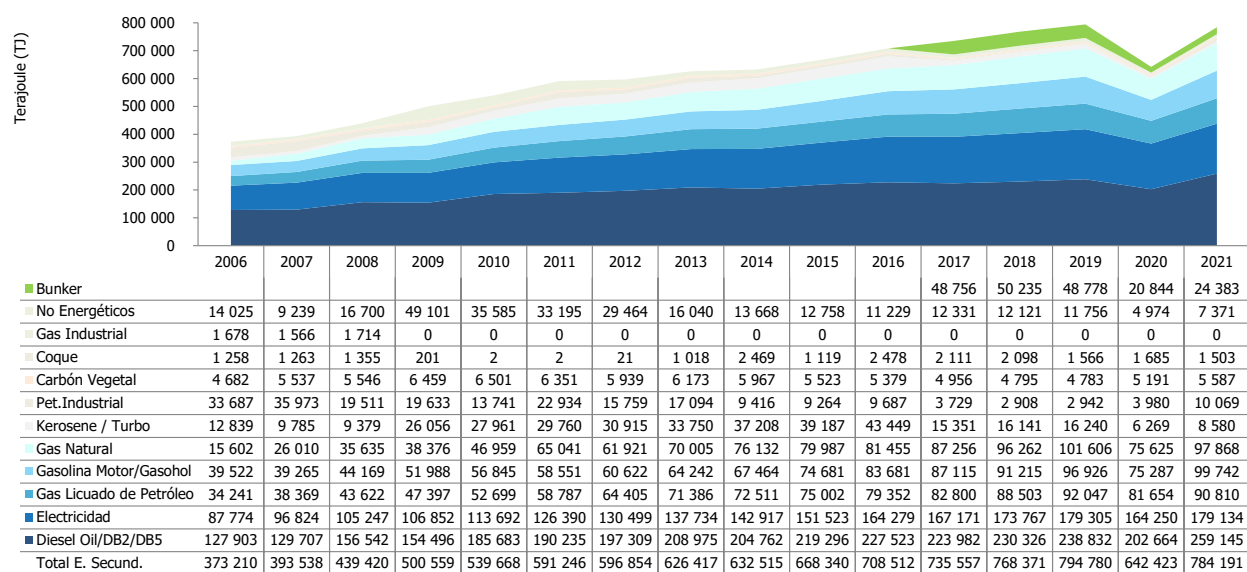
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 14: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS EN EL CONSUMO FINAL



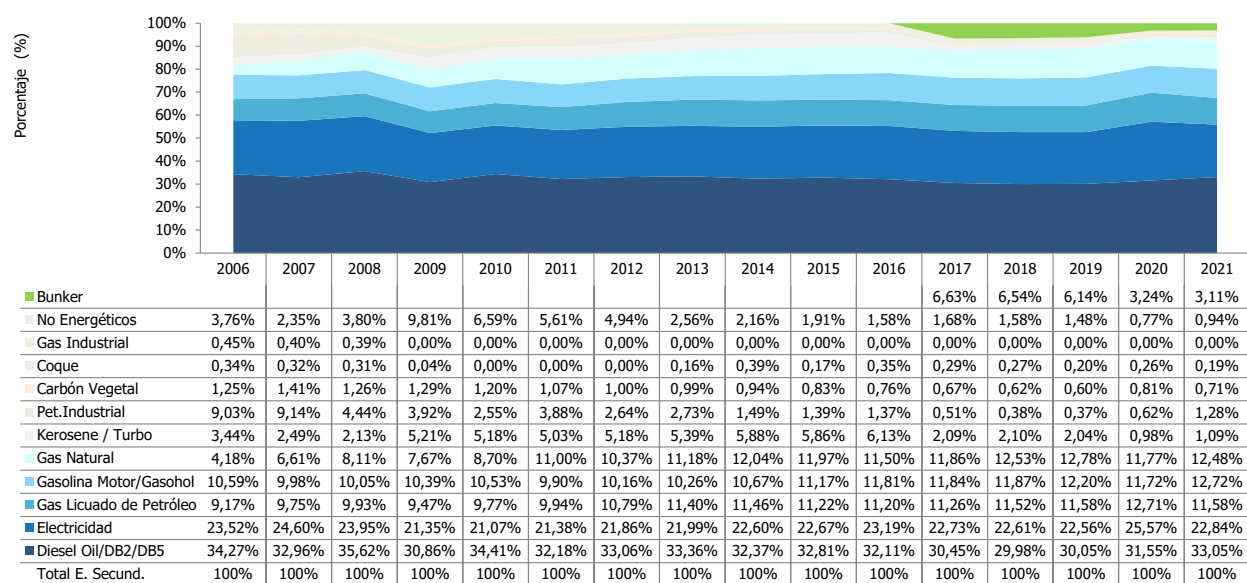
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 15: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL POR FUENTE SECUNDARIA



Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 16: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS EN EL CONSUMO FINAL



Fuente: Elaboración Propia

6.3 CONSUMO FINAL POR SECTORES Y SU EVOLUCIÓN

Bunker

En caso del Bunker, debido a su alcance, la energía registrada corresponde totalmente al consumo del sector transporte, pero fuera del territorio nacional.

Consumo final nacional

Respecto al consumo final, el mayor consumo energético dentro del año 2021 correspondió al sector transporte nacional, con una participación del 41,6% y un valor de 385 434,5 TJ. La participación del transporte incluido el bunker representó una participación de 44,2%.

Los siguientes sectores relevantes fueron el Industrial y Minero, con un consumo conjunto de 244 265,3 TJ, representando el 26,4% del consumo final.

El grupo de sectores Residencial, Comercial y Público, también tiene un consumo significativo de 245 640,3 TJ, que es el 26,5% del consumo final.

Finalmente, uno de los sectores de menor consumo son el Agropecuario y Pesca, con un consumo de 16 064,7 TJ y una participación de 1,7%.

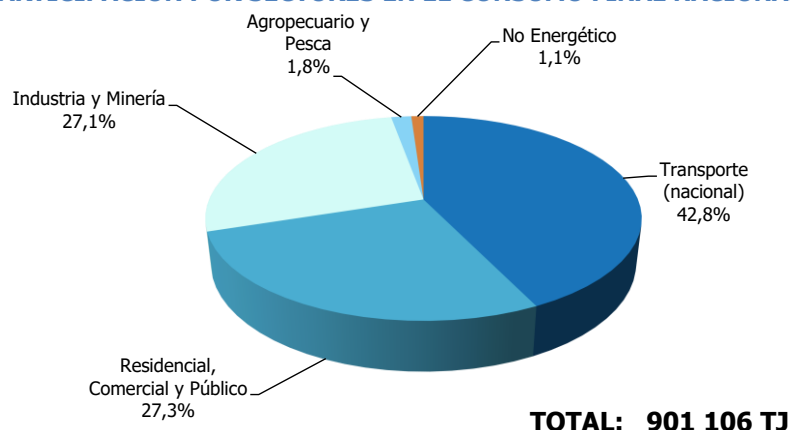
Cabe precisar, que el consumo del sector no energético comprende a los derivados no energéticos del petróleo crudo y gas natural (aceites lubricantes, solventes, etc.) y a la utilización del bagazo para fines no energéticos, principalmente, en modo de tableros aglomerados.

Tabla 25: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR SECTORES
(UNIDAD: TJ)

SECTOR	2020		2021		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
BUNKER – COMBUSTIBLES VENDIDOS EN NAVES MARÍTIMAS Y AÉREAS EN VIAJE INTERNACIONAL					
Transporte (bunker)	20 844 ,4	2,7%	24 382,7	2,6%	17,0%
Subtotal	20 844,4	2,7%	24 382,7	2,6%	17,0%
CONSUMO FINAL					
Transporte (nacional)	295 575,8	38,5%	385 434,5	41,6%	30,4%
Residencial, Comercial y Público	227 304,1	29,6%	245 640,3	26,5%	8,1%
Industria y Minería	207 187,8	27,0%	244 265,3	26,4%	17,9%
Agropecuario y Pesca	10 147,6	1,3%	16 064,7	1,7%	58,3%
No Energético	7 552,6	1,0%	9 701,7	1,1%	28,5%
Subtotal	747 767,5	97,3%	901 106,5	97,4%	20,5%
TOTAL	768 611,9		925 489,1		20,4

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 17: PARTICIPACIÓN POR SECTORES EN EL CONSUMO FINAL NACIONAL DE ENERGÍA 2021



Fuente: Elaboración Propia

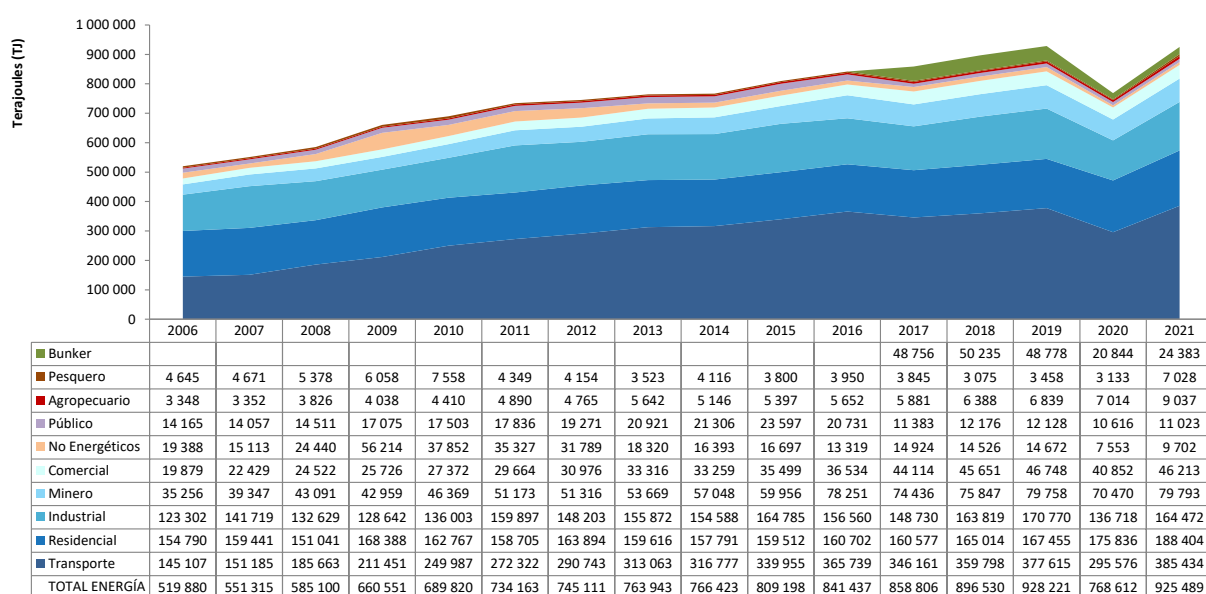
Evoluciones

En el periodo del 2006 al 2021, la participación en el consumo de energía del transporte nacional incluido bunker se ha incrementado del 28% al 44%, debido a diversos factores que influyeron en el crecimiento del parque automotor, como son: el crecimiento económico del país, la mejora de la capacidad adquisitiva de la población para adquirir un vehículo, y finalmente la diversificación del tamaño de los vehículos motorizados, minivanos, estos dos últimos en particular, permitieron el desarrollo masivo de servicios de movilidad de menor capacidad de personas.

En ese sentido, aunque creció la cantidad de energía consumida por los sectores residencial, comercial y público, la participación de este conjunto disminuyó del 36% al 27%. Del mismo modo, sucedió en los sectores de industria y minería, donde la participación disminuyó de 31% al 26%.

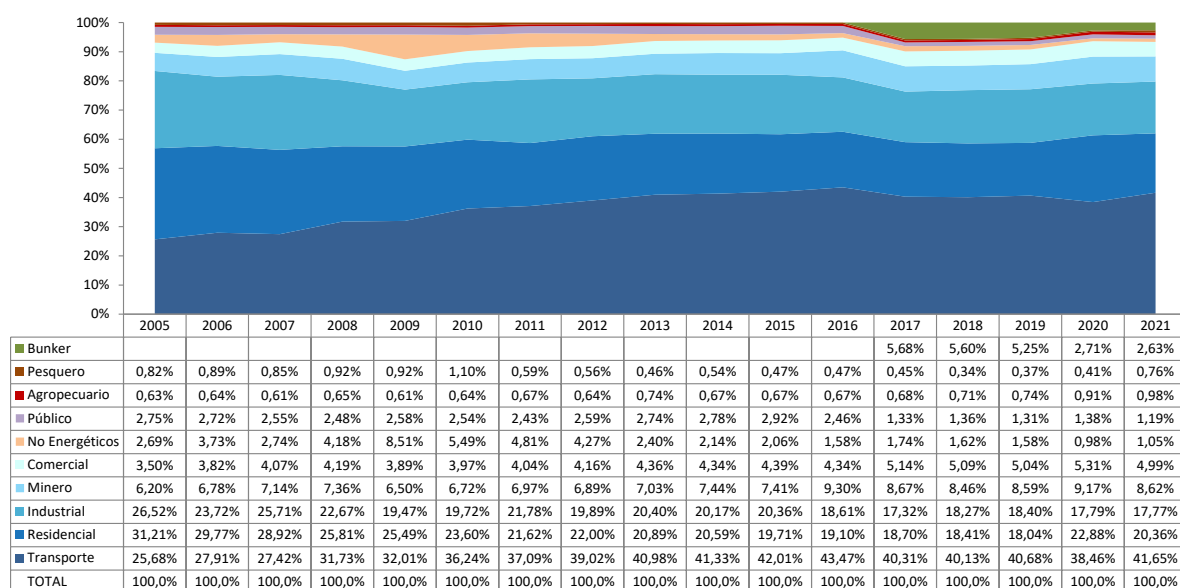
Cabe señalar, que los crecimientos moderados internalizan de alguna manera, las mejoras tecnológicas que ofrece el mercado, en aparatos, dispositivos o equipos, los cuales usan la energía de forma más eficiente para realizar el mismo tipo de trabajo.

Ilustración 18: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR SECTORES



Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 19: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN POR SECTORES EN EL CONSUMO FINAL

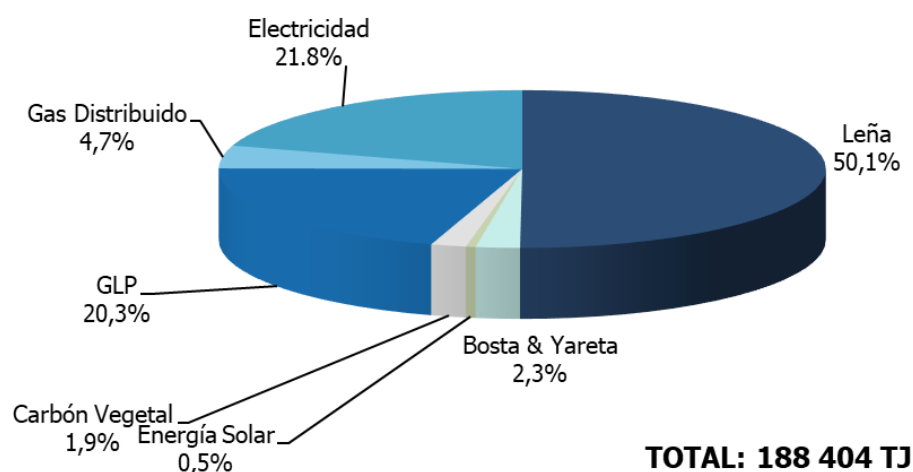


Fuente: Elaboración Propia

6.3.1 Sector Residencial

En el año 2021, el sector residencial realizó un consumo total de 188 404 TJ, siendo la leña, la fuente de mayor consumo energético, con el 50,0% respecto del consumo total residencial, seguido de la electricidad con el 21,8%.

Ilustración 20: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR RESIDENCIAL



Fuente: Elaboración Propia

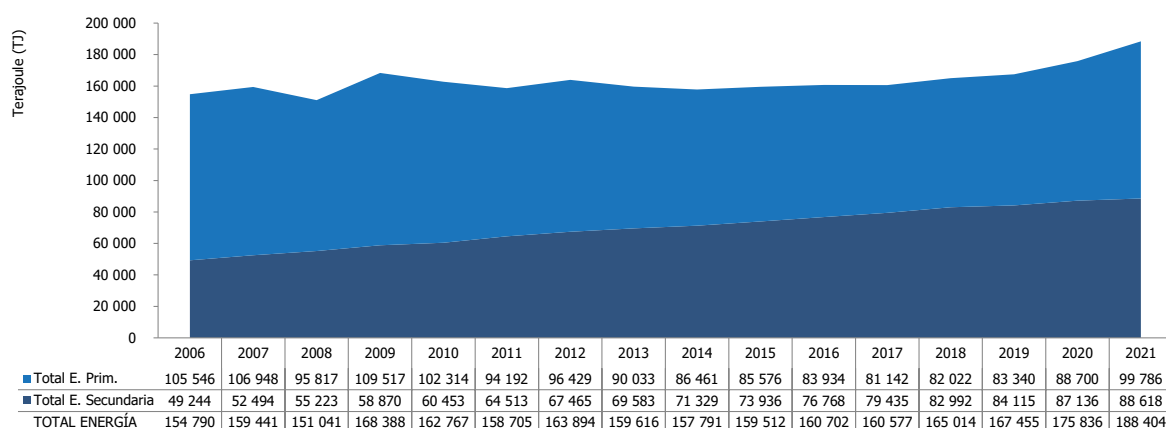
En general, el consumo de fuentes de energía primaria y secundaria, tuvo una proporción de 53,0% y 47,0%, respectivamente.

Asimismo, según se muestra en las siguientes ilustraciones, el consumo de energía primaria ha tenido una tendencia decreciente, debido principalmente a la reducción continua del consumo de la leña, que es usado en su mayoría en zonas rurales para la cocción de alimentos, y que viene sustituyéndose de forma progresiva por fuentes secundarias como GLP (Gas Licuado de Petróleo).

En cuanto a las fuentes secundarias, hace más de 10 años que viene predominando el consumo del GLP y la electricidad. El kerosene en particular, se redujo a cero a partir de la prohibición de su venta mediante el Decreto Supremo N° 045-2009-EM (mediante Decreto Supremo N° 025-2010-EM se amplió hasta el 2010, el plazo de comercialización de kerosene en algunos departamentos).

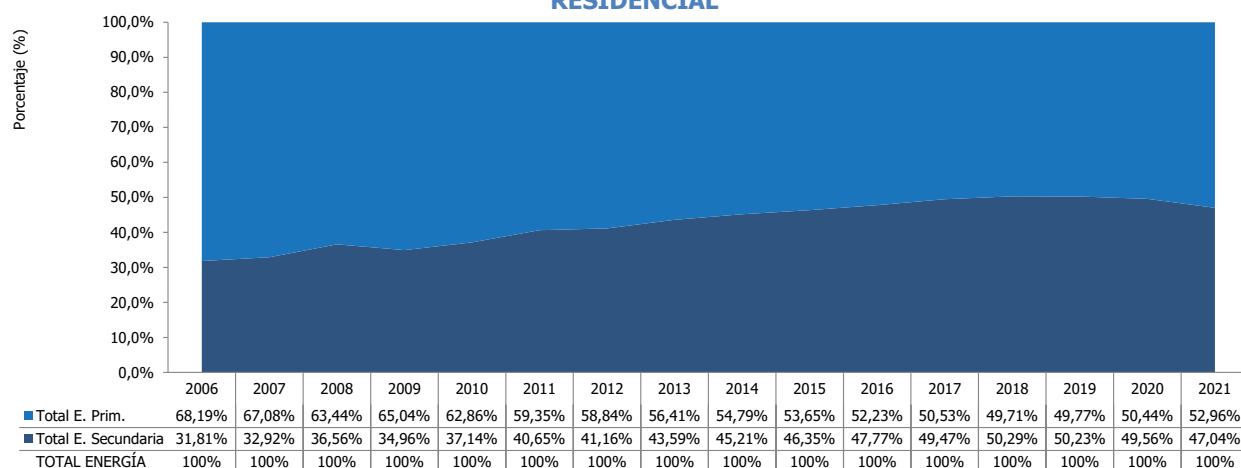
Finalmente, desde el año 2011, se puede apreciar el ingreso y crecimiento del consumo de gas natural (como gas distribuido) a nivel residencial. La participación de dicha fuente en el 2021 es del orden de 9,9 % respecto al consumo total del sector residencial.

Ilustración 21: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR RESIDENCIAL



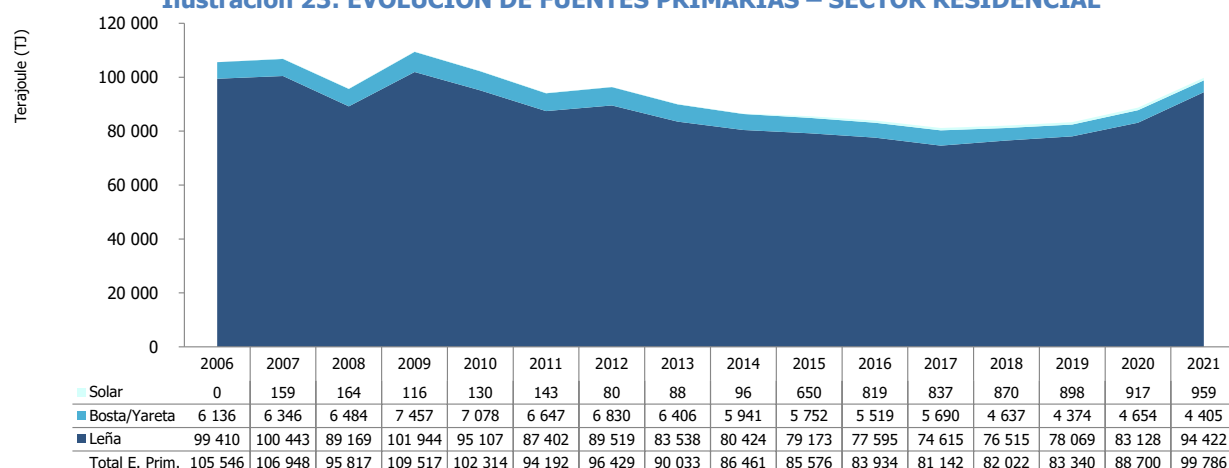
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 22: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR RESIDENCIAL



Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 23: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR RESIDENCIAL



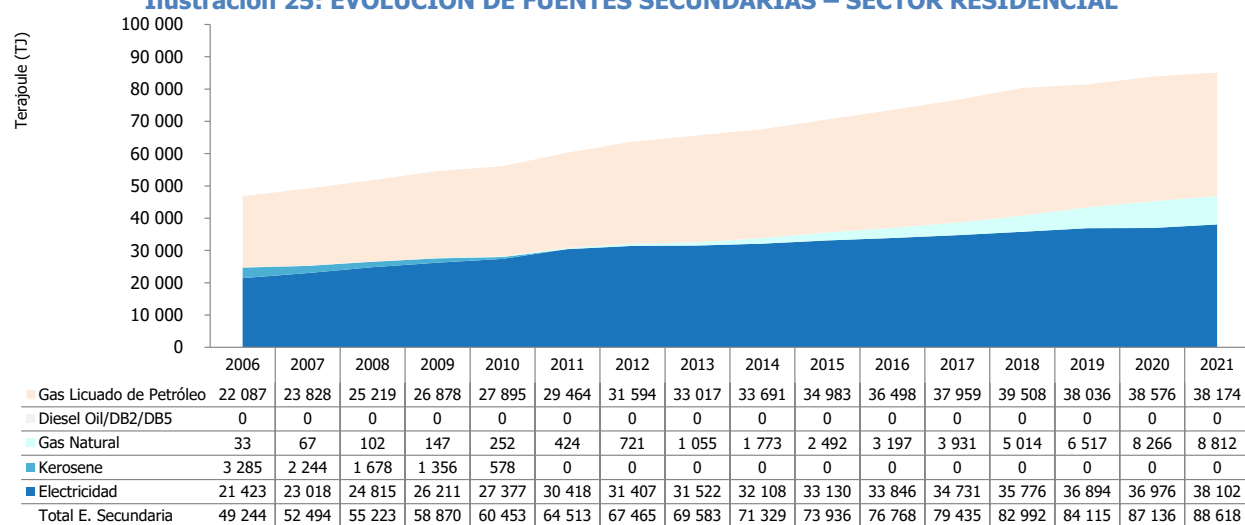
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 24: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR RESIDENCIAL

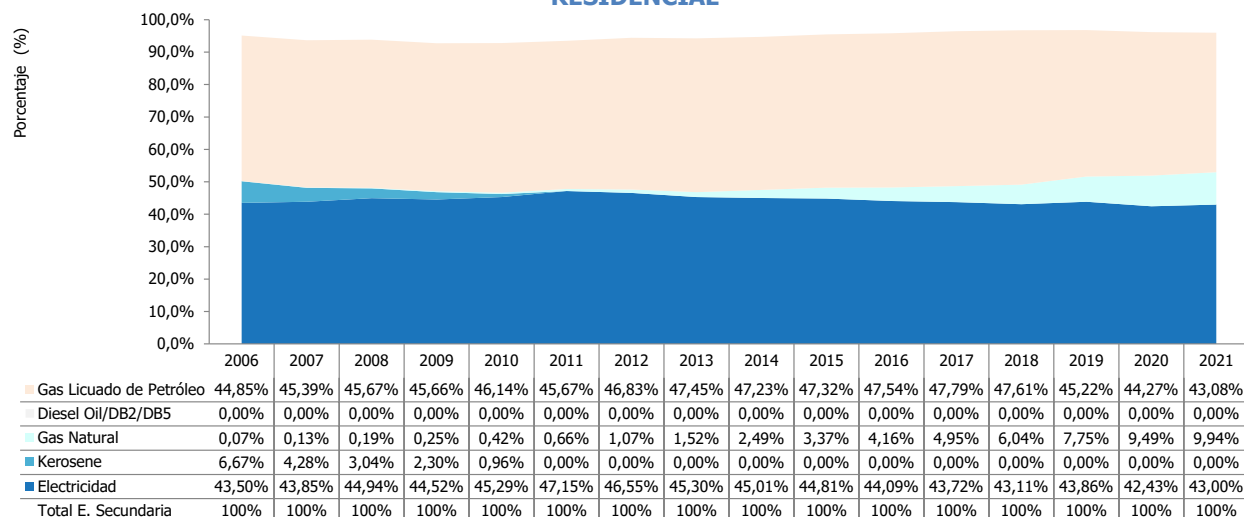


Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 25: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR RESIDENCIAL



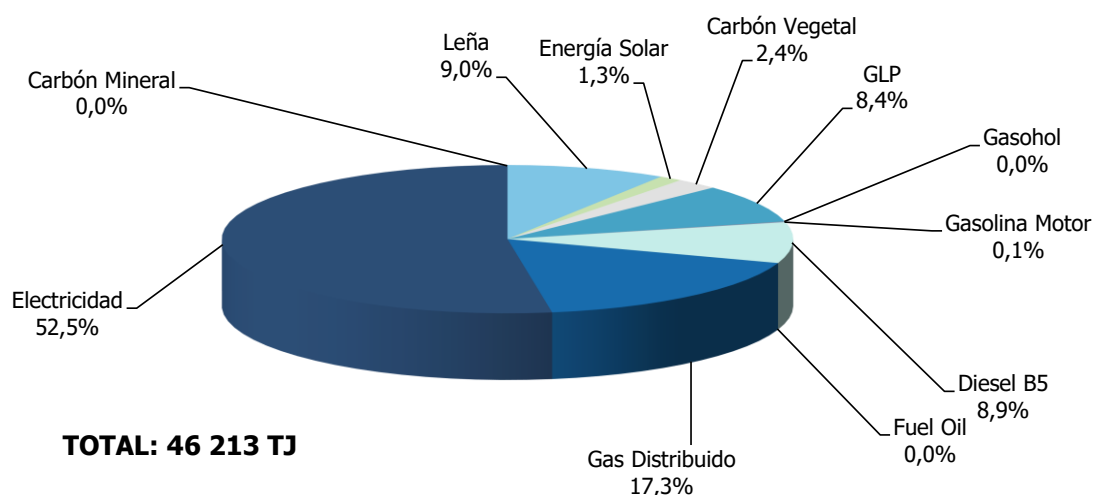
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 26: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR RESIDENCIAL

Fuente: Elaboración Propia

6.3.2 Sector Comercial

En el año 2021, el consumo final de energía del sector comercial fue de 46 213 TJ, registrándose como las fuentes más consumidas, a la electricidad y el gas natural (como gas distribuido), con una participación del 52,5% y 17,3%, respectivamente.

Ilustración 27: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR COMERCIAL

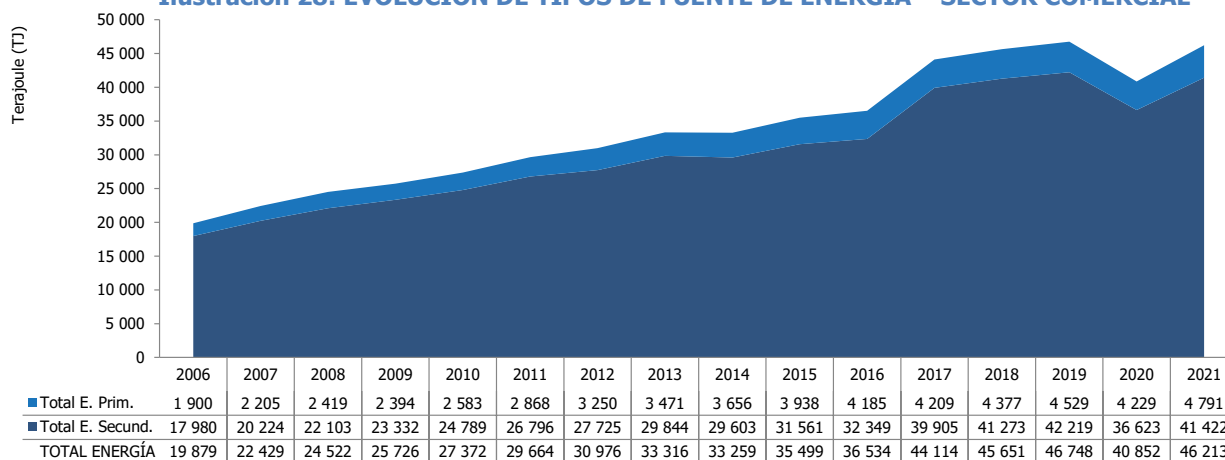
Fuente: Elaboración Propia

De esta manera, los consumos de energía primaria y secundaria en este sector, representaron el 10,4% y 89,6% respectivamente.

Desde el año 2008, la participación de la energía primaria ha estado entre el 10% y 10,3%, esta conformado básicamente por la leña, y luego la energía solar, la cual se registra desde el año 2006. Esto último en particular ha crecido hasta alcanzar en el 2021 una participación de 12,8% respecto del total de fuente primaria.

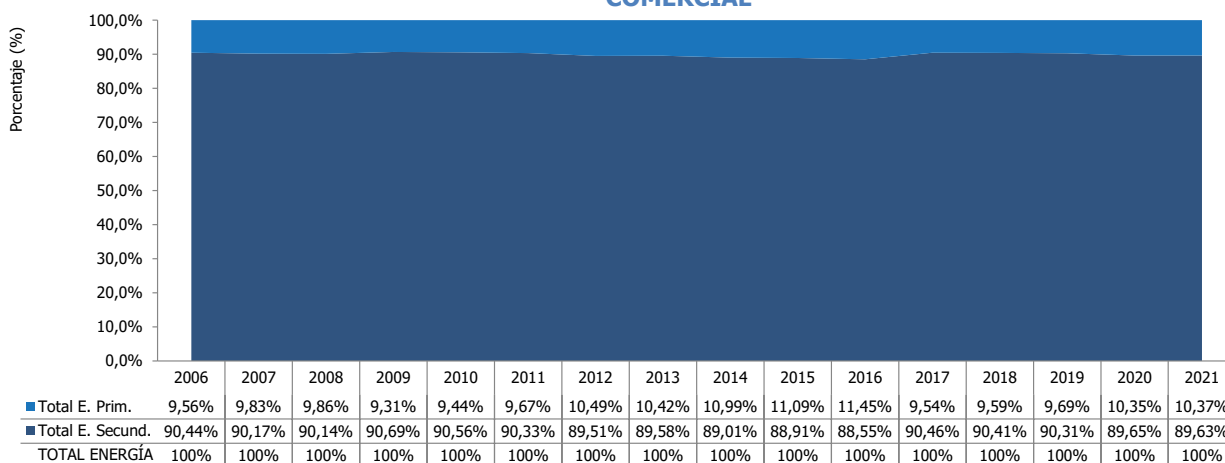
En el caso de las fuentes secundarias, la electricidad siempre ha sido el energético predominante, aunque se observó que el gas natural ha venido creciendo en participación, en el horizonte, según registros evaluados hasta el año 2021.

Ilustración 28: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR COMERCIAL



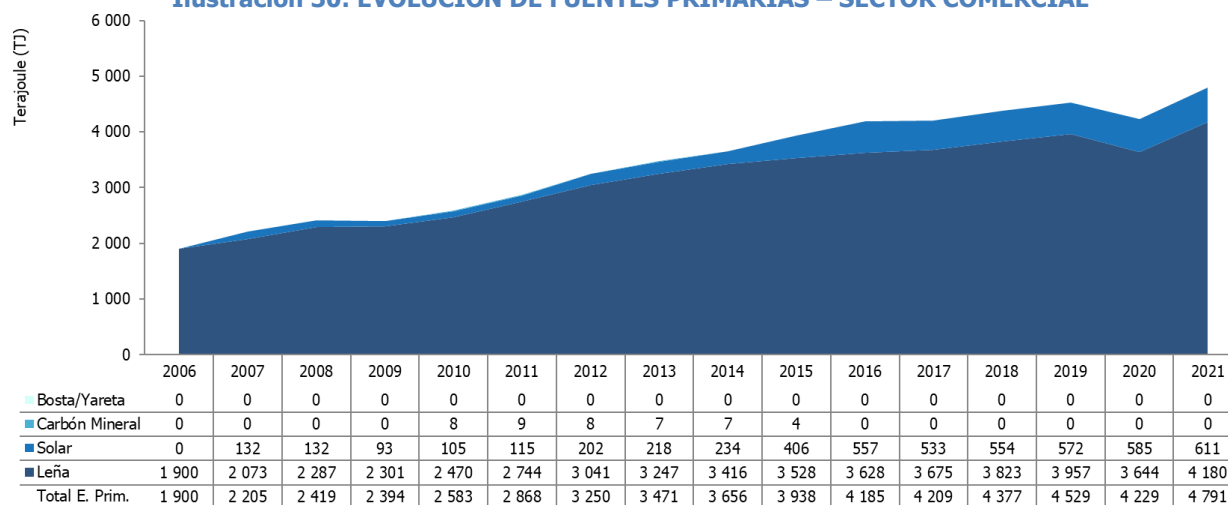
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 29: ESTRUCTURA DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR COMERCIAL



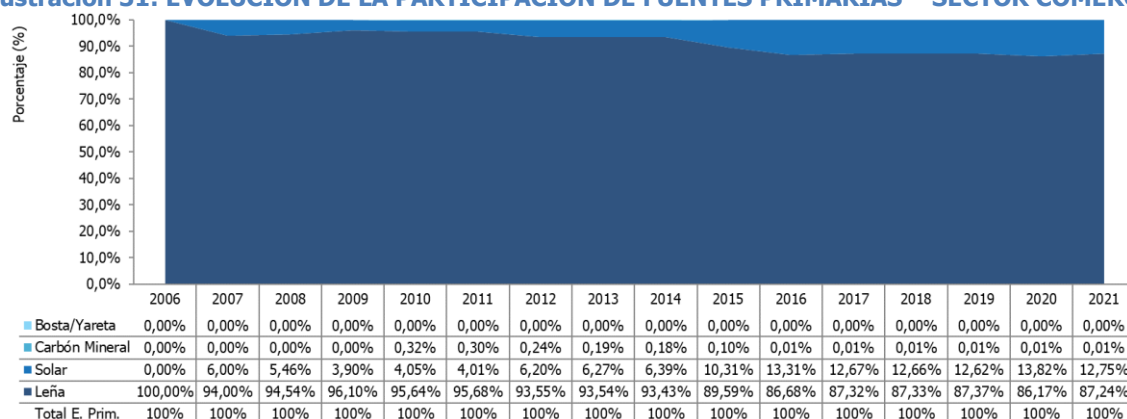
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 30: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR COMERCIAL



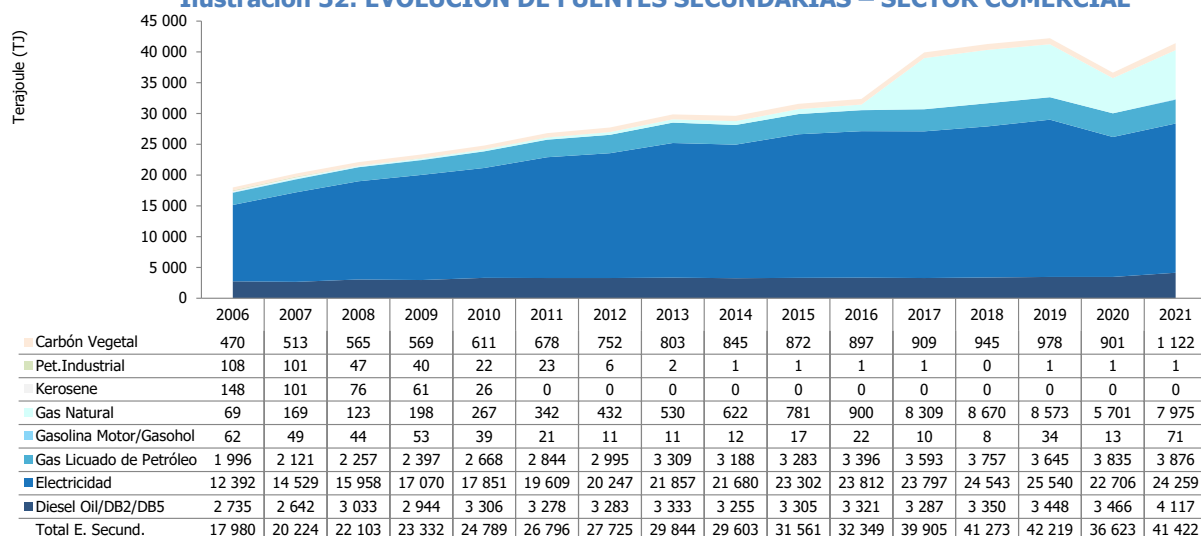
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 31: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR COMERCIAL



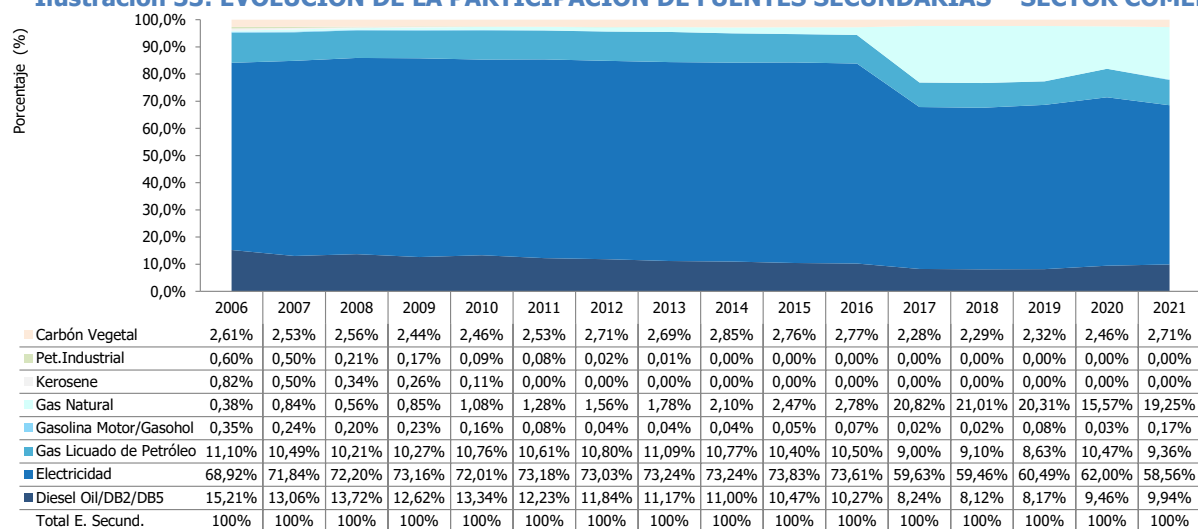
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 32: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR COMERCIAL



Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 33: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR COMERCIAL

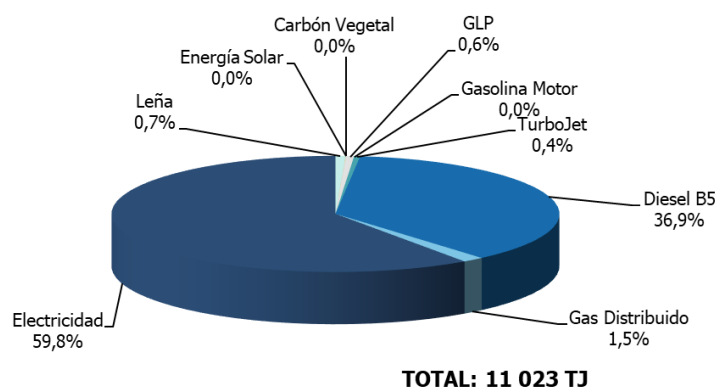


Fuente: Elaboración Propia

6.3.3 Sector Público

En el año 2021, el consumo de energía en el sector público fue de 11 023 TJ, siendo los energéticos más consumidos, la electricidad y el Diesel B5⁵, en 59,8% y 36,9%, respectivamente.

Ilustración 34: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR PÚBLICO

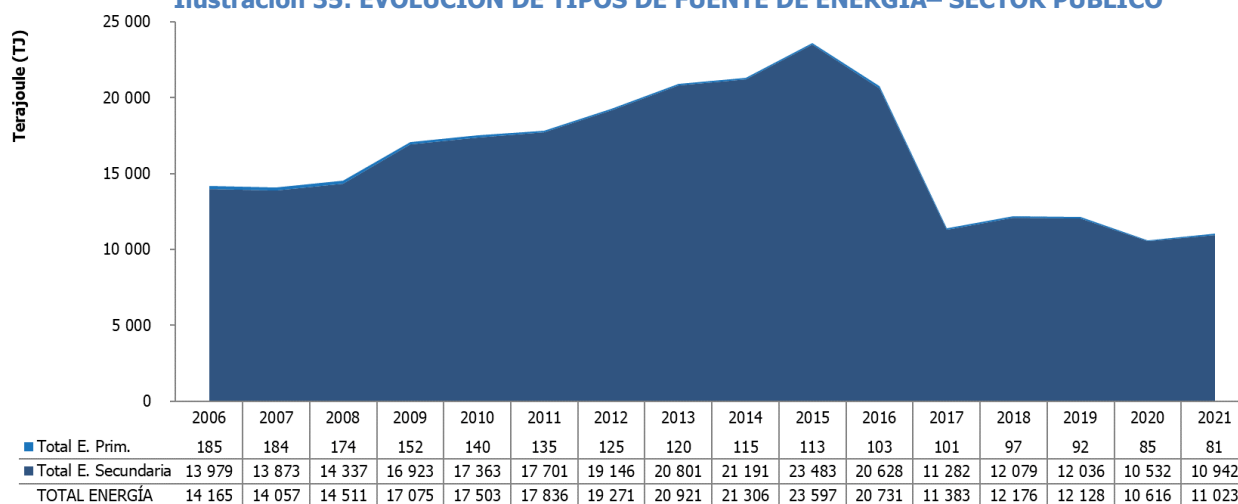


Fuente: Elaboración Propia

Asimismo, se observa que en el sector público, casi la totalidad del consumo final está conformado por fuentes secundarias, representando una participación del 99,3% respecto del total consumido por dicho sector en el 2021.

También se observa que históricamente la fuente secundaria de mayor participación es la electricidad, seguido de otros derivados de hidrocarburos⁶.

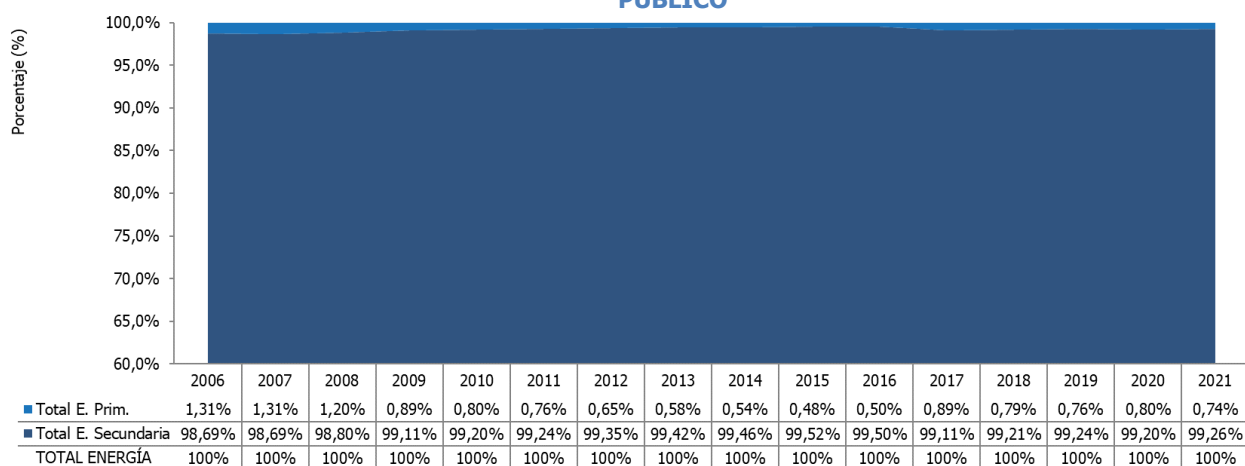
Ilustración 35: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR PÚBLICO



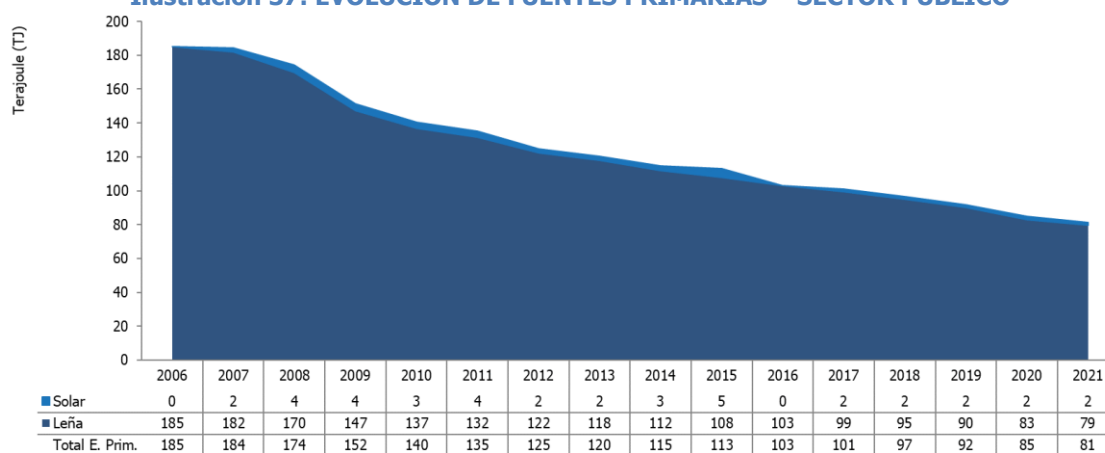
Fuente: Elaboración Propia

⁵El diésel, en gran medida (99,8%), está destinado exclusivamente para el uso en el sub-sector fuerzas armadas y defensa nacional, y fue estimado a partir del índice de gasto militar (%PBI), publicado por el Banco Mundial.

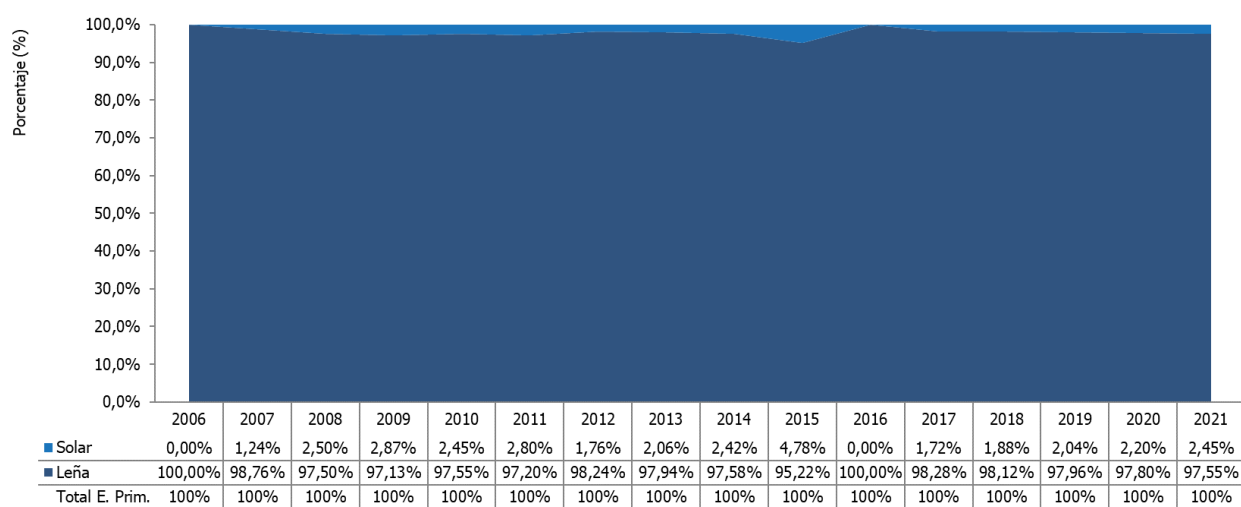
⁶La información reportada en gasolina motor (gasolina de aviación) y turbo responde al consumo en las fuerzas armadas. En ese sentido, desde el año 2017 se está utilizando información proveniente del SCOP-OSINERGMIN respecto al registro de ventas como consumidor directo.

Ilustración 36: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR PÚBLICO

Fuente: Elaboración Propia

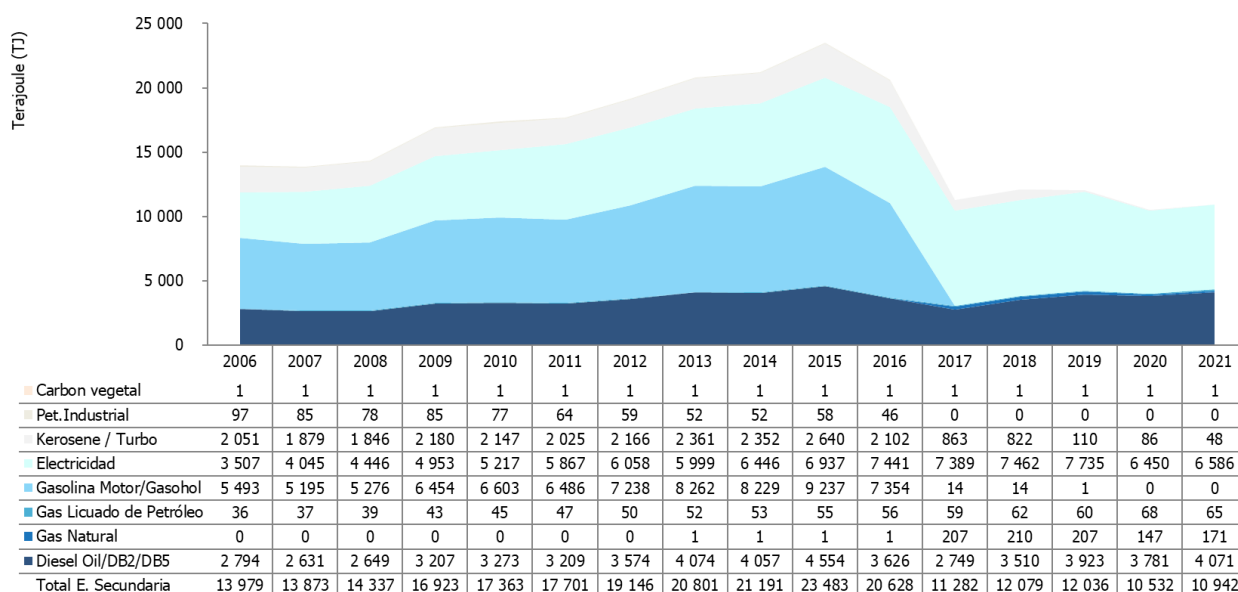
Ilustración 37: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR PÚBLICO

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 38: ESTRUCTURA DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR PÚBLICO

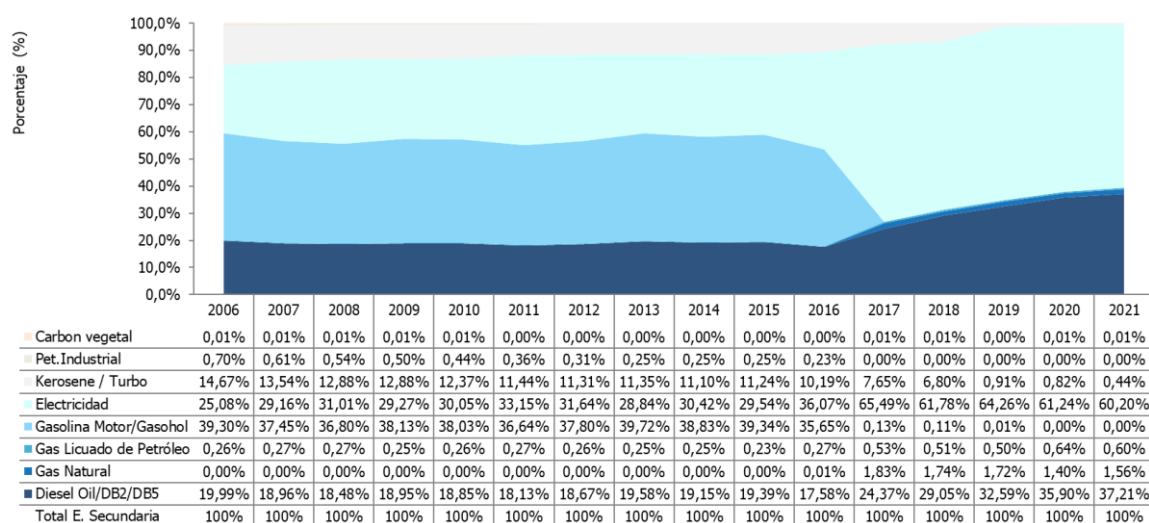
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 39: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR PÚBLICO



Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 40: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR PÚBLICO



Fuente: Elaboración Propia

6.3.4 Sector Transporte

Para el año 2021 y de forma retroactiva hasta el 2017, se separó de la estadística de consumo total de energía, al consumo de la actividad denominada "Bunker", dado que éste último registra la cantidad de combustibles que se abastecen a naves marítimas y aéreas para viajes internacionales. De esta forma la denominación de "consumo final" corresponde al consumo dentro del territorio nacional.

Por otro lado, también se desagregó el consumo del sector transporte, según los modos de transporte de pasajeros y carga, como son: terrestre, ferroviario, aéreo, marítimo, y fluvial, según se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 26: CONSUMO FINAL DEL SECTOR TRANSPORTE
(UNIDADES ORIGINALES)**

Alcance /Modo de Transporte /Combustible	Unidad	2020	2021
Consumo final Nacional			
Terrestre			
GLP	MBLS	6 147,2	7 856,1
Gasohol	MBLS	12 298,8	15 713,0
Gasolina Motor	MBLS	1 909,5	2 325,7
Diesel B5	MBLS	29 072,1	37 763,2
Gas Natural	MMPC	17 924,7	21 323,0
Aéreo			
Gasolina Motor	MBLS	7,5	3,9
Turbo	MBLS	1 111,2	1 533,3
Marítimo			
Diesel B5	MBLS		22,3
MGO	MBLS	12,3	73,9
Fuel Oil	MBLS	94,1	1 229,4
Fluvial			
Gasohol	MBLS	0,1	0,1
Gasolina Motor	MBLS	562,9	123,0
Diesel B5	MBLS	265,0	319,4
Ferroviario			
Diesel B5	MBLS	179,8	197,9
Electricidad	GWh	76,7	77,6
Bunker			
Turbo	MBLS	1 998,6	2 410,9
Diesel B5	MBLS		4,2
MGO	MBLS	60,5	6,2
Fuel Oil	MBLS	1 524,2	1 773,3

Fuente: Elaboración Propia / Autoridad Portuaria Nacional – Osinergmin- COFIDE- Empresas Ferroviarias.

Para el caso del 2021, y en unidades comparables, se observa que el consumo final de transporte fue de 409 817,1 TJ, que es 29,4% mayor al registrado el año anterior, debido a las restricciones vehiculares y aéreas originadas por la pandemia. De esta cantidad, 385 434,5 TJ correspondió al consumo en transporte nacional, que es 30,4% mayor al correspondiente del año 2020.

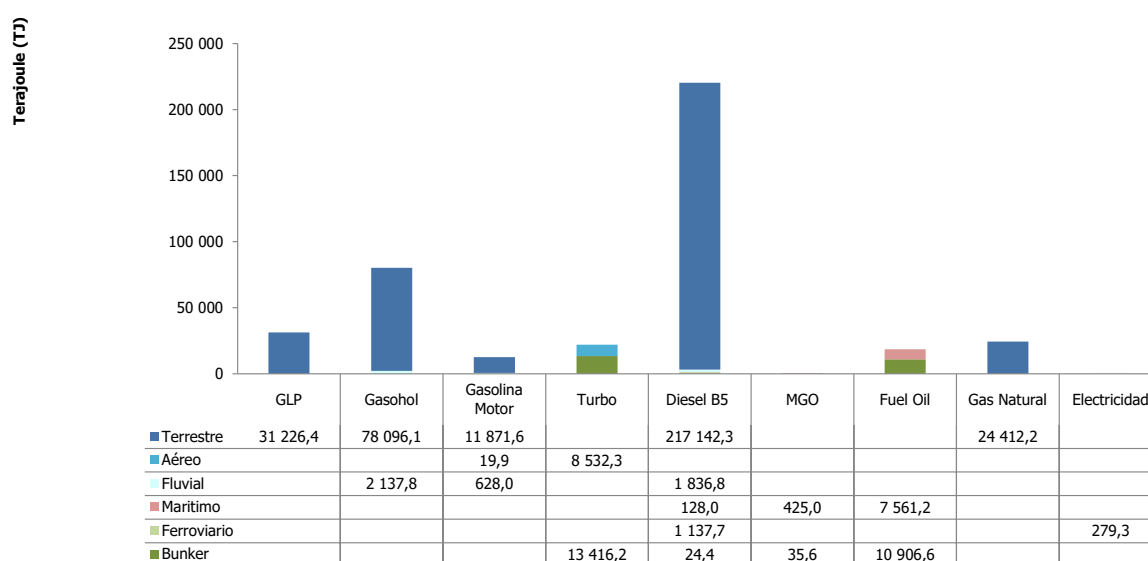
**Tabla 27: CONSUMO FINAL DEL SECTOR TRANSPORTE POR MODO DE TRANSPORTE Y FUENTE DE ENERGÍA
(UNIDADES: TJ)**

Alcance /Modo de Transporte /Combustible	2020		2021		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Consumo final Nacional					
Terrestre					
GLP	24 434,0	7,7%	31 226,4	7,6%	
Gasohol	61 126,8	19,3%	78 096,1	19,1%	
Gasolina Motor	9 746,9	3,1%	11 871,6	2,9%	
Diesel B5	167 167,4	53,7%	217 142,3	53,0%	
Gas Natural	20 521,5	6,5%	24 412,2	6,0%	
Subtotal	282 996,8	90,3%	362 748,5	88,5%	26,9%

Aéreo

Alcance /Modo de Transporte /Combustible	2020		2021		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Gasolina Motor	38,3	0,0%	19,9	0,0%	
Turbo	6 183,5	2,0%	8 532,3	2,1%	
Subtotal	6 221,8	2,0%	8 552,1	2,1%	37,5%
Marítimo					
Diesel B5	-	0,0%	128,0	0,0%	
MGO	79,5	0,0%	425,0	0,1%	
Fuel Oil	597,1	0,2%	7 561,2	1,8%	
Subtotal	676,6	0,2%	8 114,2	2,0%	1 099,3%
Fluvial					
Gasohol	0,7	0,0%	2 137,8	0,5%	
Gasolina Motor	2 873,5	0,9%	628,0	0,2%	
Diesel B5	1 523,8	0,5%	1 836,8	0,4%	
Subtotal	4 398,0	1,4%	4 602,6	1,1%	4,7%
Ferroviario					
Diesel B5	1 033,9	0,3%	1 137,7	0,3%	
Electricidad	276,0	0,1%	279,3	0,1%	
Subtotal	1 309,9	0,4%	1 417,0	0,3%	
Total Transporte Nacional	295 551,3	93,3%	385 434,5	94,1%	30,4%
Bunker					
Turbo	11 121,8	3,5%	13 416,2	3,3%	
Diesel B5	-	0,0%	24,4	0,0%	
MGO	391,1	0,1%	35,6	0,0%	
Fuel Oil	9 674,5	3,1%	10 906,6	2,7%	
Total Bunker	21 187,4	6,7%	24 382,7	5,9%	15,1%
TOTAL GENERAL	316 738,6	100%	409 817,1	100%	29,4%

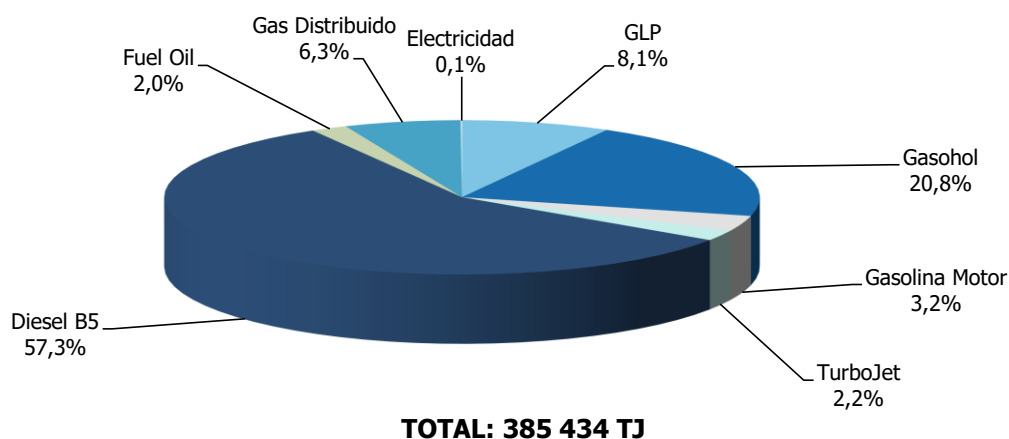
Fuente: Elaboración Propia / Autoridad Portuaria Nacional – Osinergmin- COFIDE- Empresas Ferroviarias.

Ilustración 41: CONSUMO FINAL DEL SECTOR TRANSPORTE POR MODO DE TRANSPORTE Y FUENTE DE ENERGÍA 2021

Fuente: Elaboración Propia / Autoridad Portuaria Nacional – Osinergmin- COFIDE- Empresas Ferroviarias.

Dentro del conjunto de fuentes secundarias para transporte a nivel nacional (sin considerar bunker), aquellas con mayor participación fueron el diesel B5 con un consumo de 220 669,8 TJ, seguido del gasohol con 80 233,9 TJ; dichas participaciones representaron el 57,3% y 20,8%, del consumo final nacional, respectivamente. De igual forma, el combustible Turbo en una cantidad de 8 532,5 TJ, consumido en el transporte aéreo. Respecto al transporte marítimo y fluvial⁷, los combustibles de mayor uso fueron el fuel oil⁸ y gasolina motor, respectivamente.

Ilustración 42: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL NACIONAL DEL SECTOR TRANSPORTE



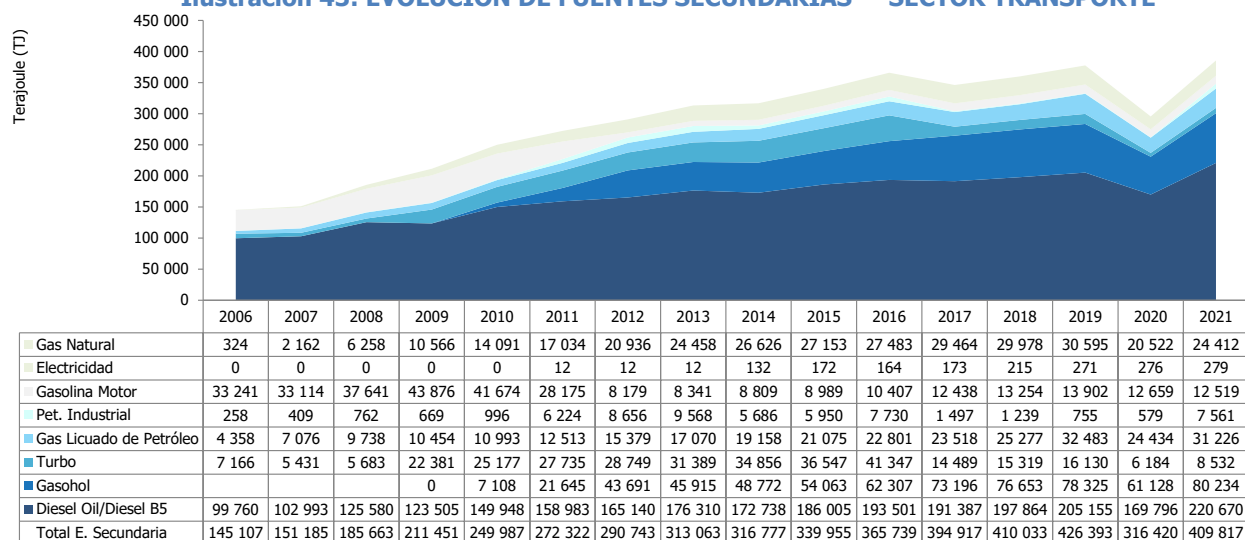
Fuente: Elaboración Propia

Como se puede apreciar en la siguiente ilustración, a diferencia de otros sectores, el sector transporte solo ha consumido fuentes de energía secundaria, además, entre el 2006 y 2021, y considerando de referencia el consumo final en el sector transporte (incluyendo bunker), la fuente de Diesel Oil/Diesel B5 para el consumo final nacional ha presentado la mayor participación, entre un rango de 68,8% y 57,3%. Es preciso señalar, que la demanda de combustibles para las fuerzas armadas se encuentra reportada en el sector público, y se trata de la gasolina de aviación y turbo.

⁷ Transporte marítimo, no incluye el consumo de las embarcaciones pesqueras de bandera nacional. Transporte fluvial, incluye el total del consumo de combustible de naves nacional e internacional.

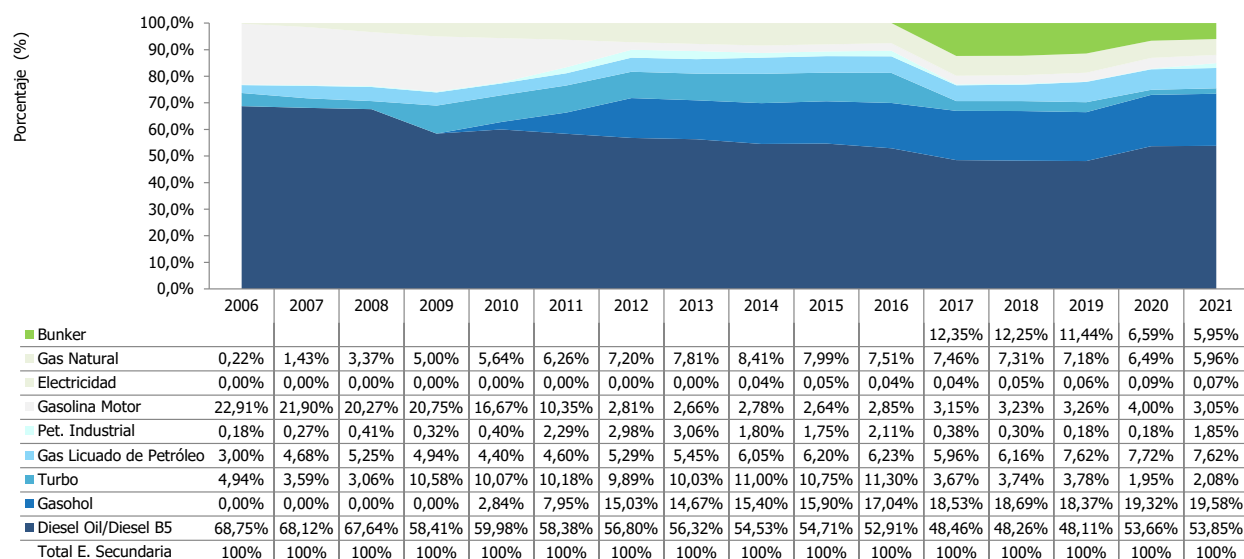
⁸ Para efectos del BNE, se utiliza la denominación "Fuel Oil", este combustible corresponde a IFO380. Asimismo, el combustible "MGO" dentro de la matriz energética total se encuentra considerado dentro del diésel B5, de igual forma la gasolina 100LL se encuentra considerada dentro de gasolina motor.

Ilustración 43: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR TRANSPORTE



Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 44: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR TRANSPORTE



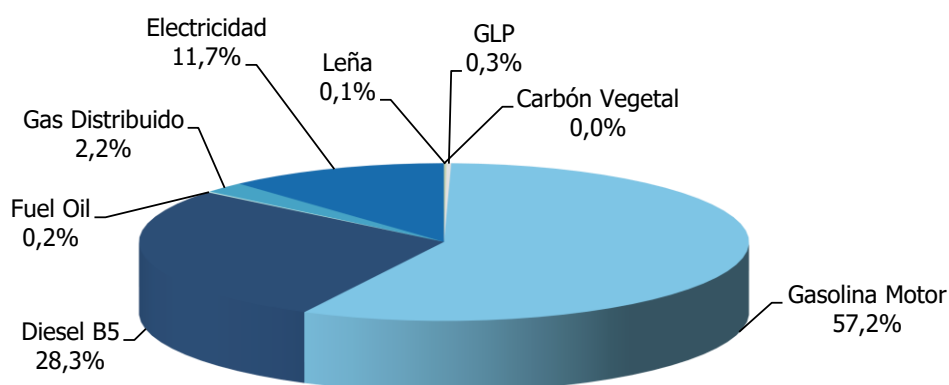
Nota: Solo se muestra las participaciones respecto al consumo final nacional en transporte

Fuente: Elaboración Propia

6.3.5 Sector Pesca

Durante el 2021, el consumo de energía en el sector pesca fue de 7 028 TJ, siendo los energéticos más consumidos el gasolina motor y diésel B5, con una participación del 57,2% y 28,3%, respectivamente.

Ilustración 45: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR PESCA



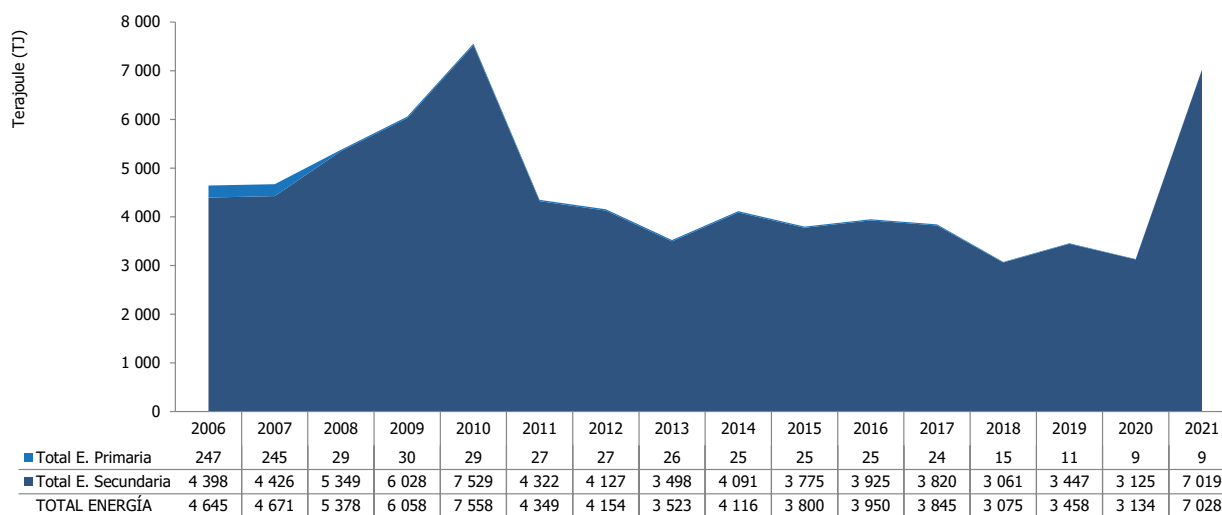
TOTAL: 7 028 TJ

Fuente: Elaboración Propia

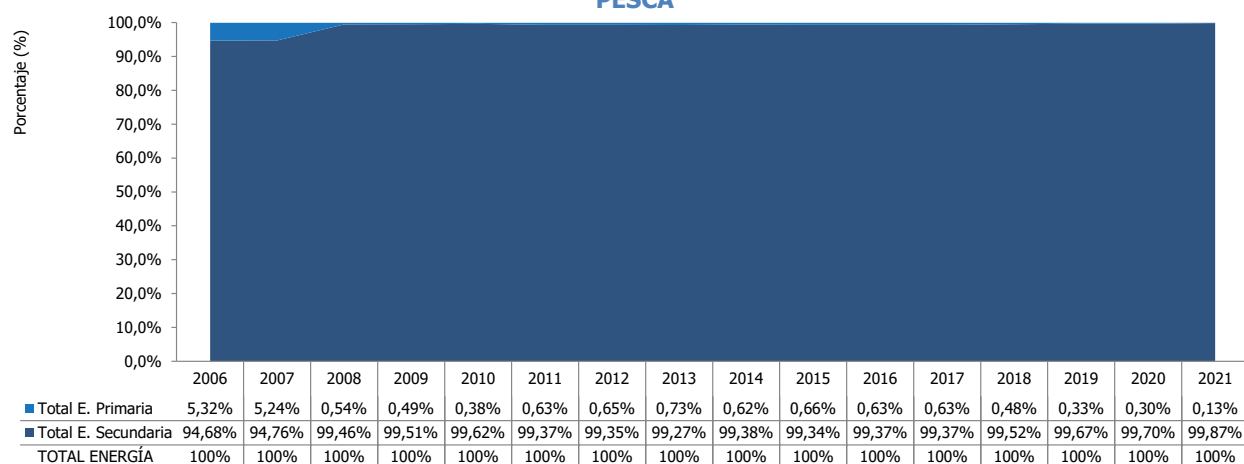
En ese sentido, casi la totalidad de este sector consume fuentes secundarias, en un 99,9% de participación; mientras que, el uso de fuentes primarias representó 0,1%. Esta situación ha sido similar desde hace más de 10 años.

Asimismo, es importante anotar que a nivel de fuentes secundarias, la electricidad ha venido manifestando cada vez más participación, a diferencia del Diesel B5.

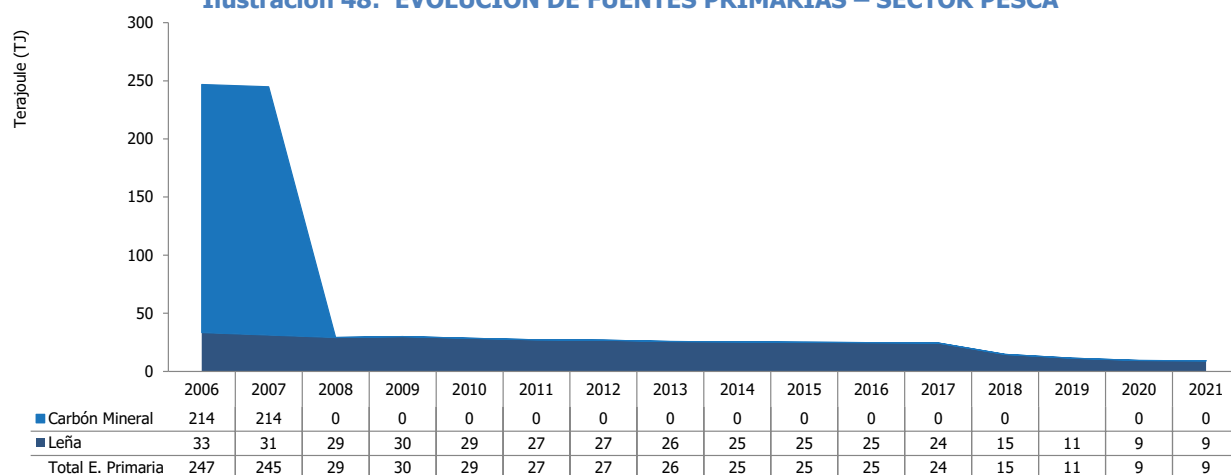
Ilustración 46: ESTRUCTURA DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR PESCA



Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 47: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR PESCA

Fuente: Elaboración Propia

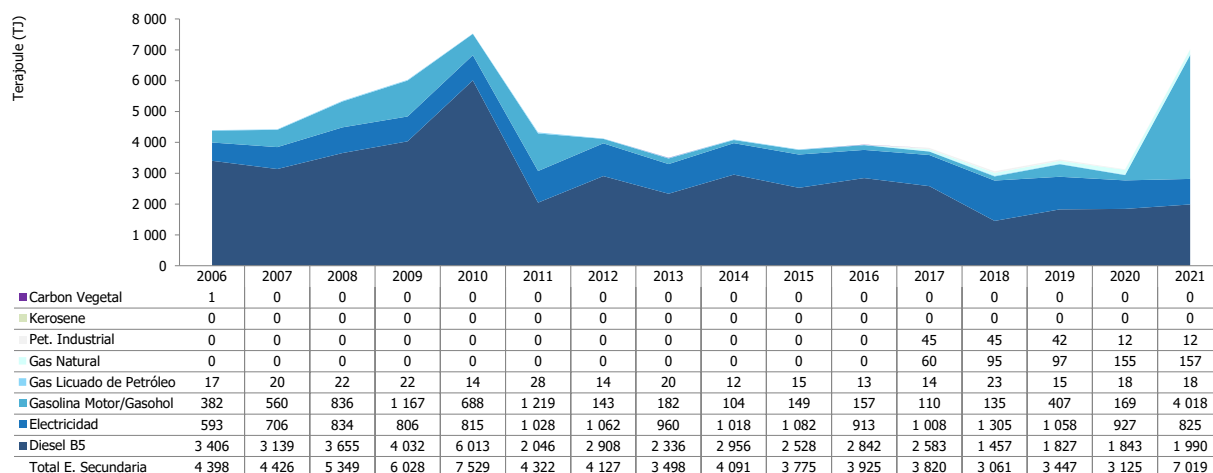
Ilustración 48: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR PESCA

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 49: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR PESCA

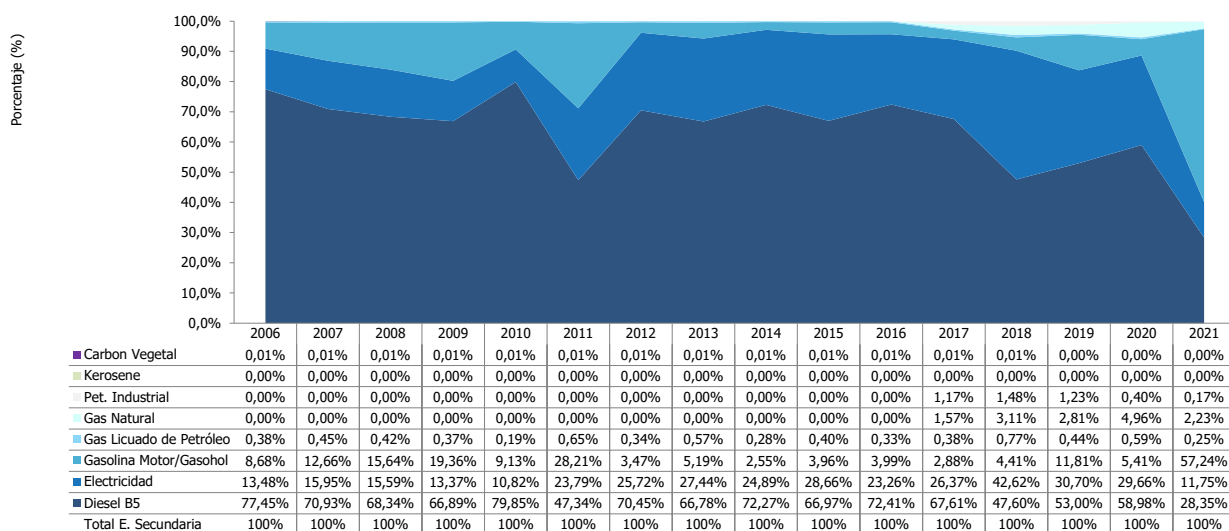
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 50: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR PESCA



Fuente: Elaboración Propia

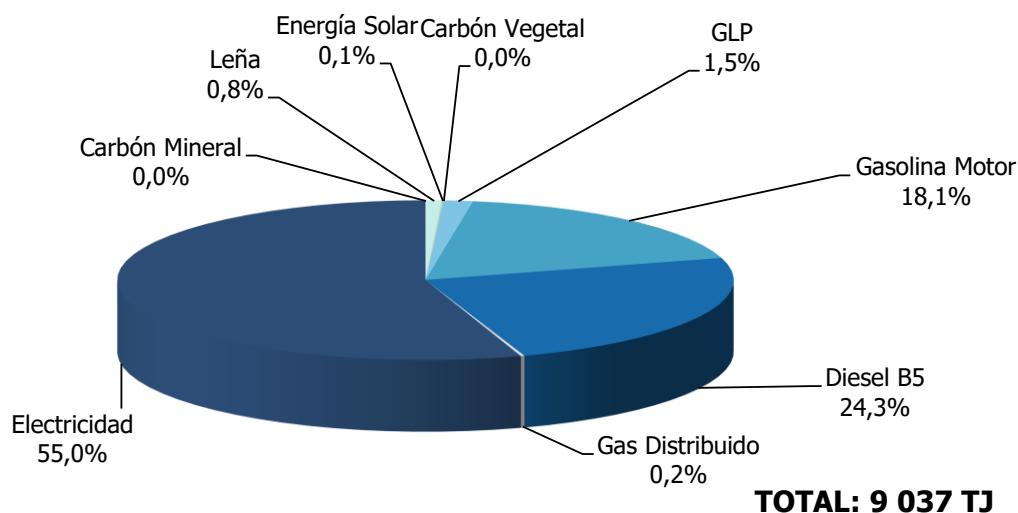
Ilustración 51: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR PESCA



Fuente: Elaboración Propia

6.3.6 Sector Agropecuario

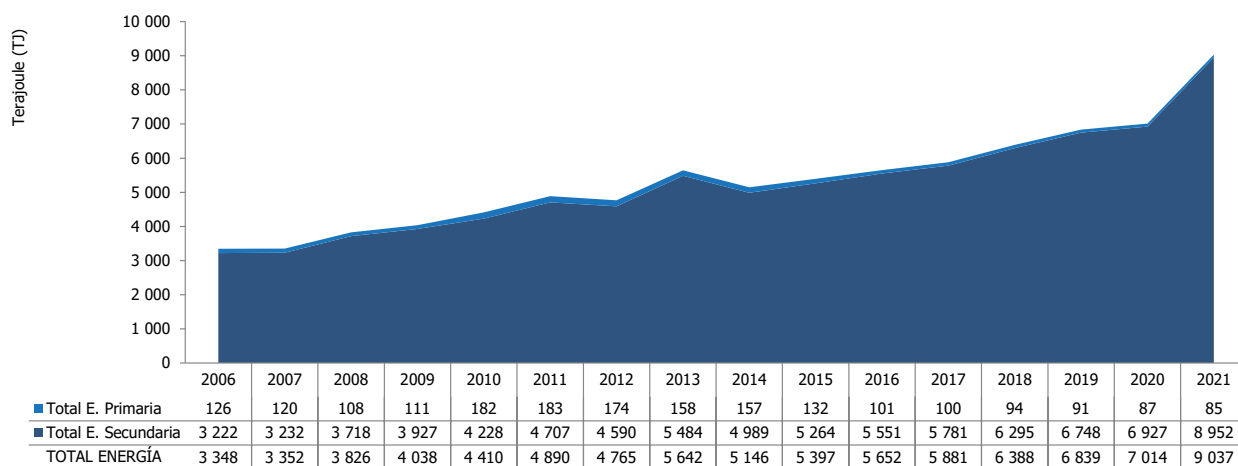
Durante el 2021, el consumo de energía en el sector agropecuario fue de 9 037 TJ, siendo los energéticos más consumidos, la electricidad y el diésel B5, con una participación del 55,0% y 24,3%, respectivamente, respecto del consumo final en el mencionado sector.

Ilustración 52: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR AGROPECUARIO

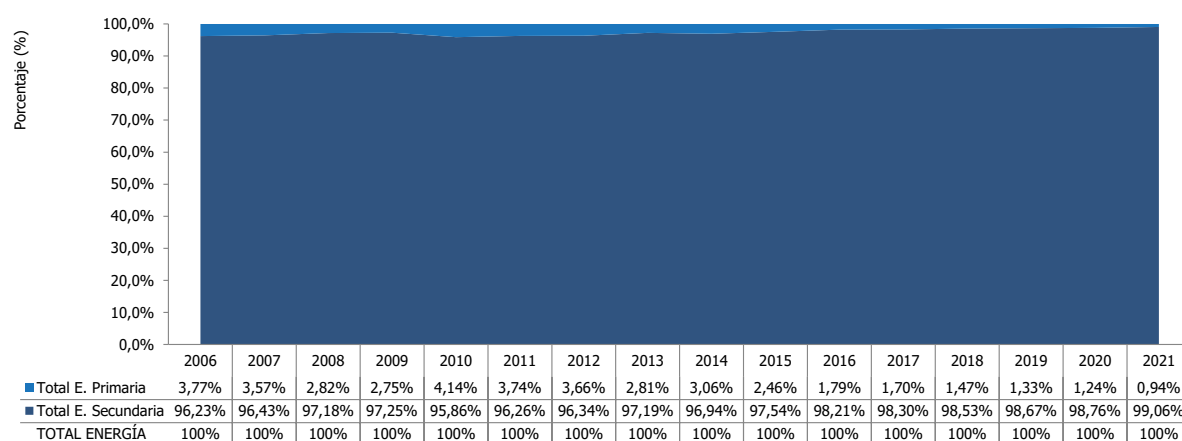
Fuente: Elaboración Propia

De esta manera, casi la totalidad de este sector consume fuentes secundarias, en un 99,1% de participación. La fuente primaria solo tiene el 0,9%. La predominancia de las fuentes secundarias ha sido similar desde hace más de 10 años.

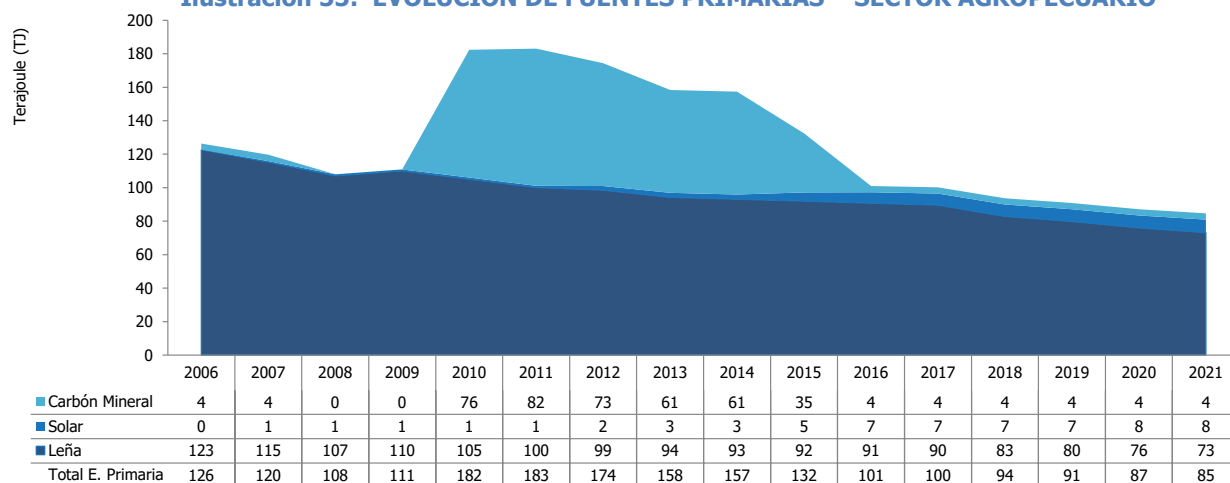
Asimismo, de forma similar al sector pesquería, a nivel de fuentes secundarias, la electricidad ha venido manifestando cada vez más participación, a lo contrario del Diesel.

Ilustración 53: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR AGROPECUARIO

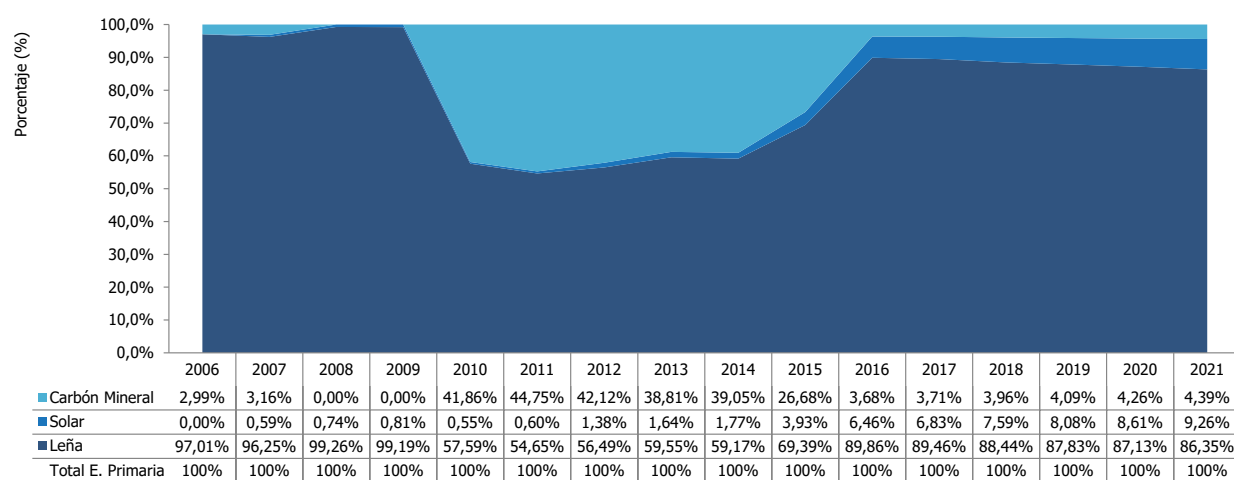
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 54: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR AGROPECUARIO

Fuente: Elaboración Propia

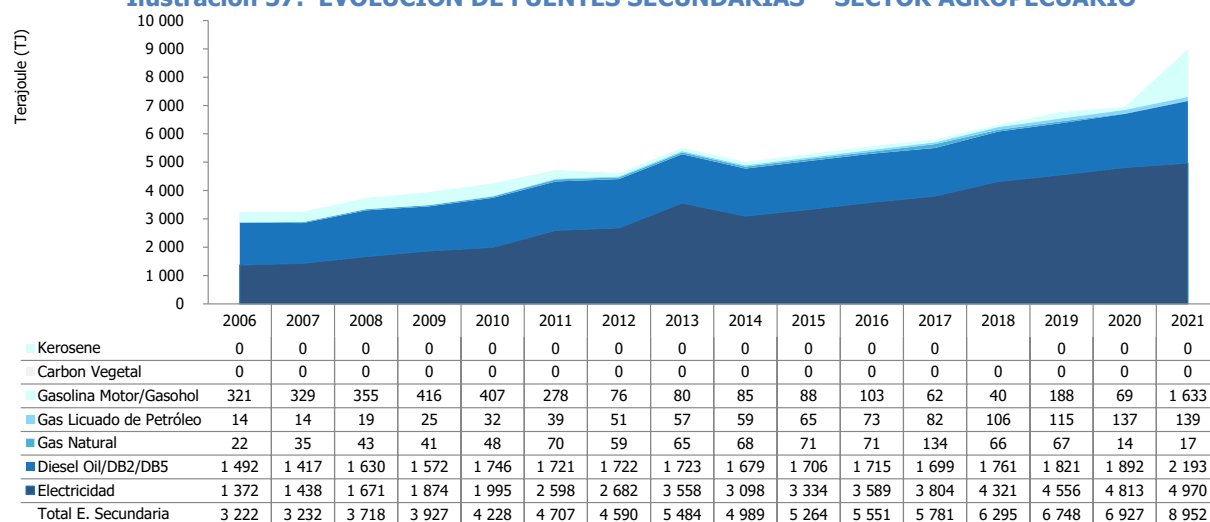
Ilustración 55: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR AGROPECUARIO

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 56: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS– SECTOR AGROPECUARIO

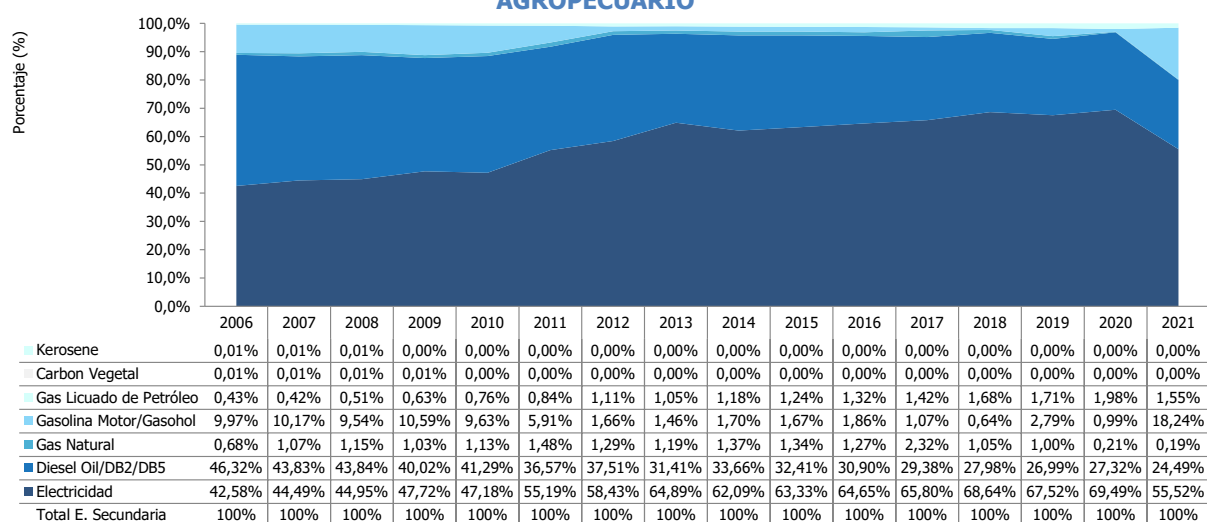
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 57: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR AGROPECUARIO



Fuente: Elaboración Propia

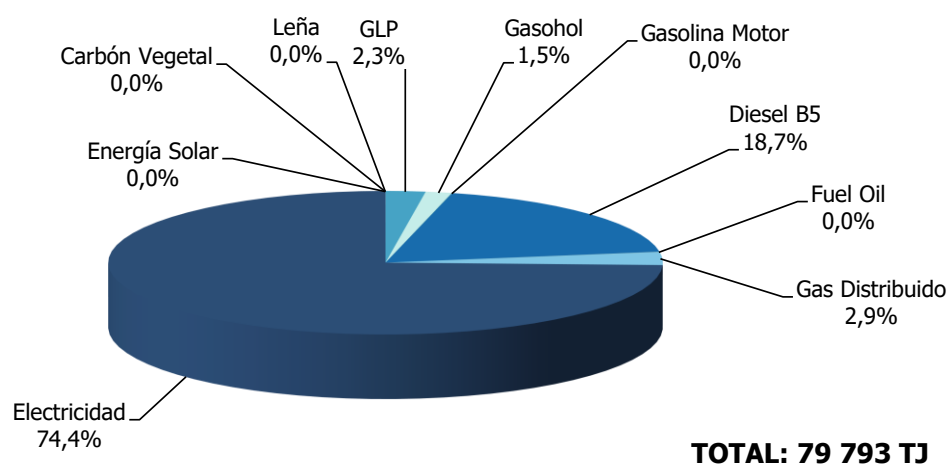
Ilustración 58: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR AGROPECUARIO



Fuente: Elaboración Propia

6.3.7 Sector Minero

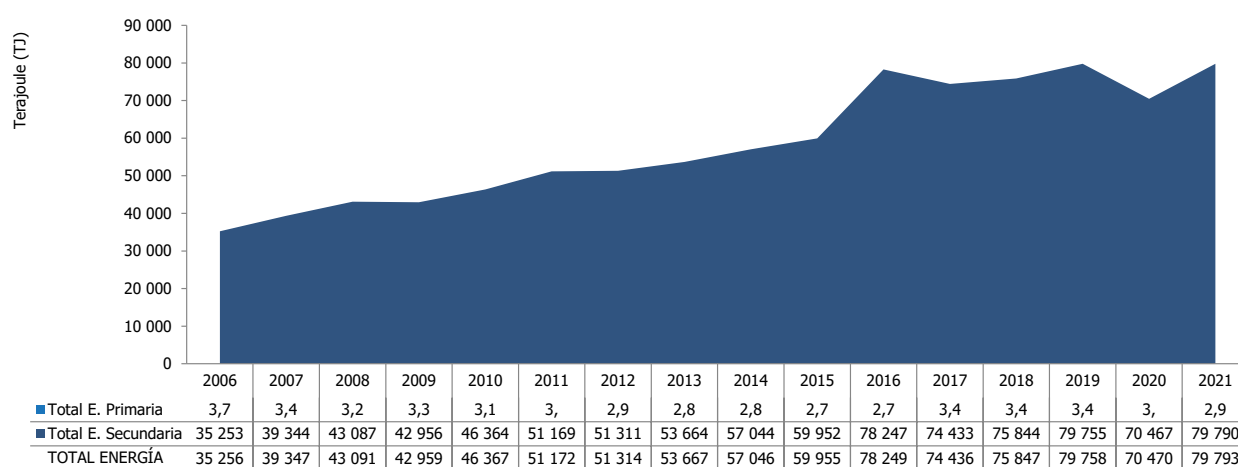
Durante el 2021, el consumo de energía en el sector minero fue de 79 793 TJ, de este total, los energéticos más consumidos fueron la electricidad y el diésel B5, en un 74,4% y 18,7%, respectivamente.

Ilustración 59: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR MINERO

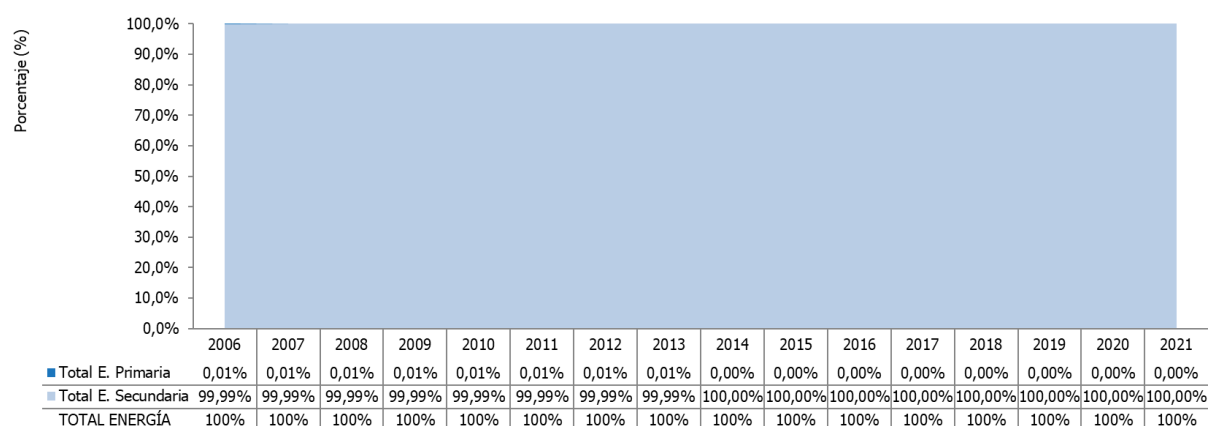
Fuente: Elaboración Propia

Asimismo, casi la totalidad del consumo es secundario, con el 99,99%. La mínima cantidad de energía primaria fue de 2,9 TJ.

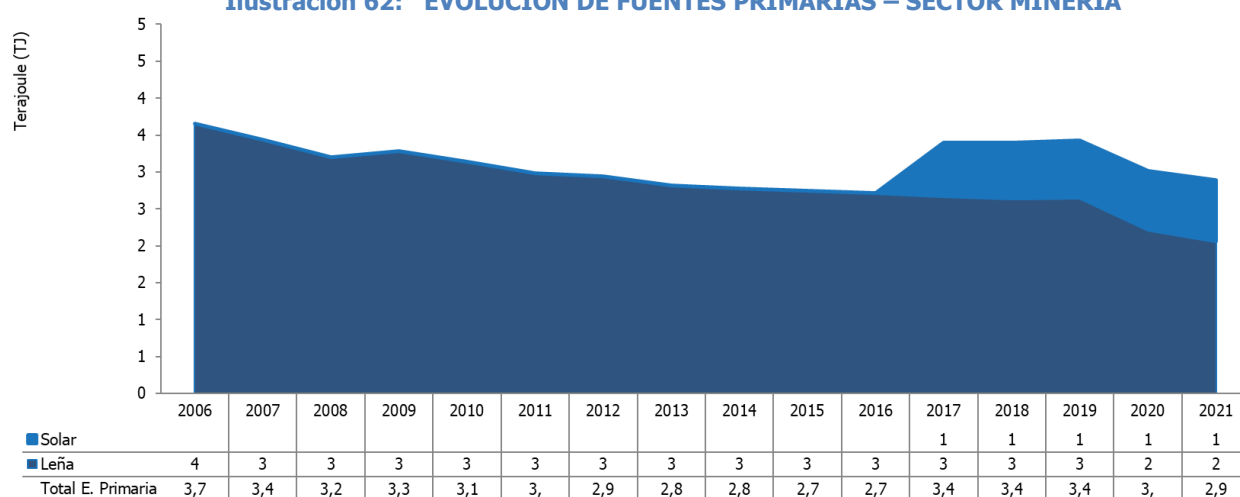
De forma similar al sector pesquería y agropecuario, a nivel de fuentes secundarias, la electricidad ha venido manifestando cada vez más participación, a lo contrario del Diesel.

Ilustración 60: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR MINERÍA

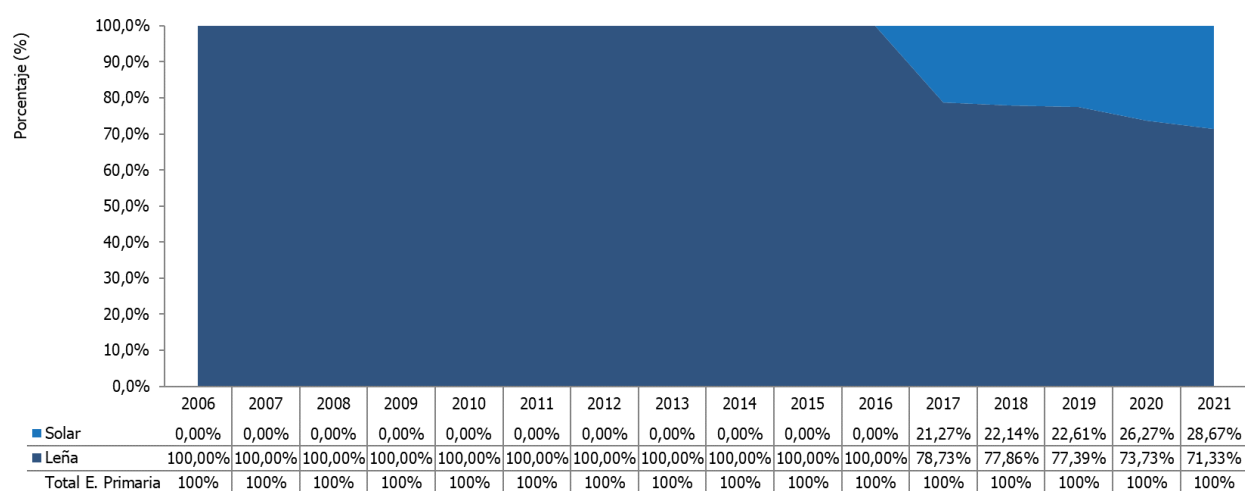
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 61: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR MINERÍA

Fuente: Elaboración Propia

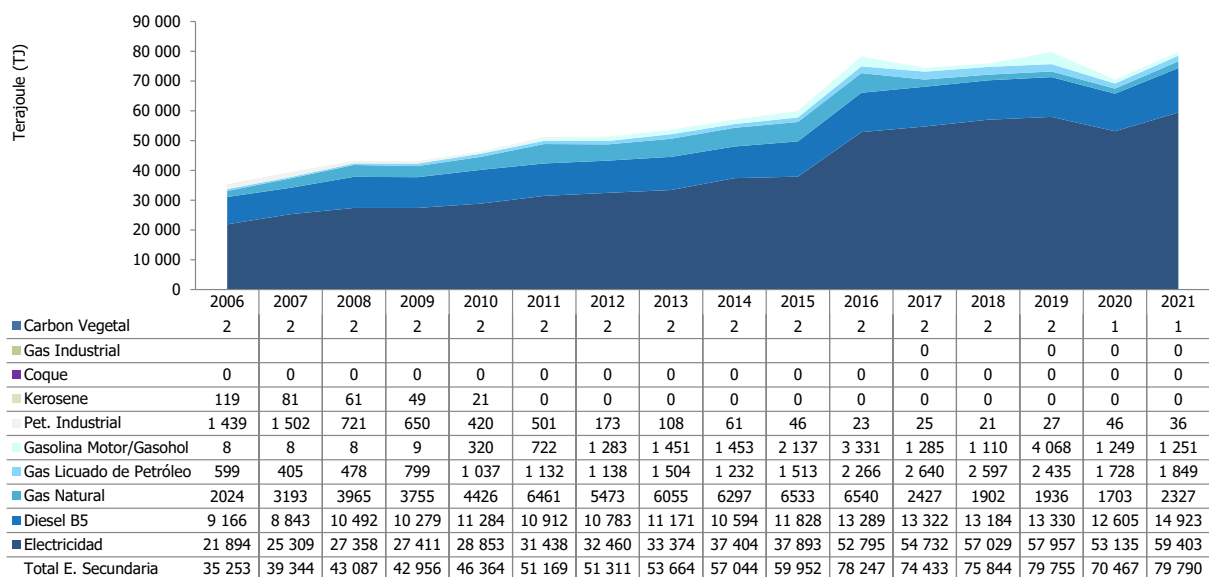
Ilustración 62: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR MINERÍA

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 63: EVOLUCIÓN DE PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR MINERÍA

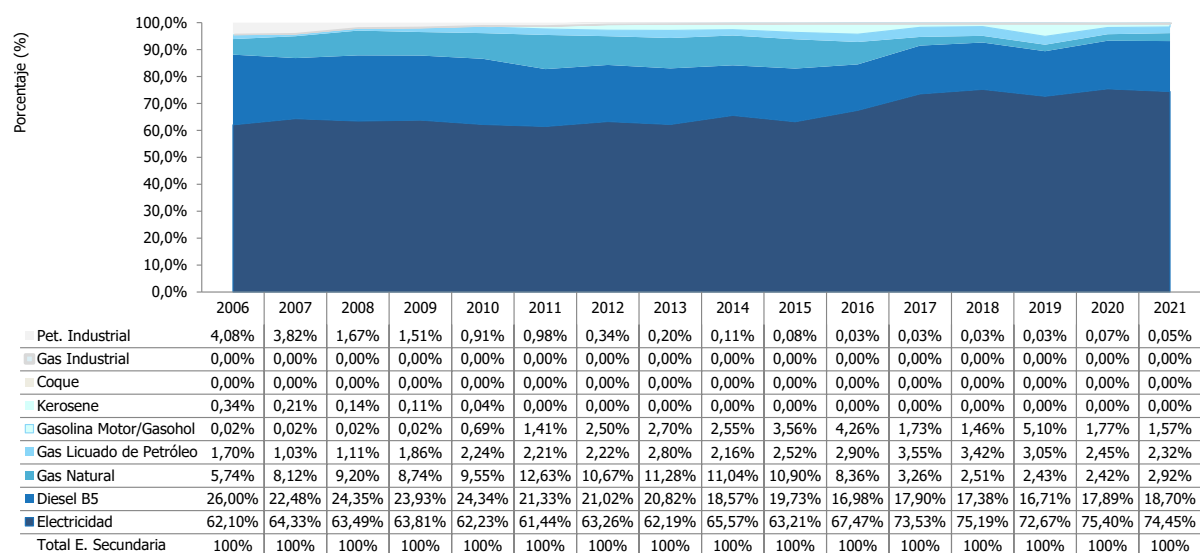
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 64: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR MINERÍA



Fuente: Elaboración Propia

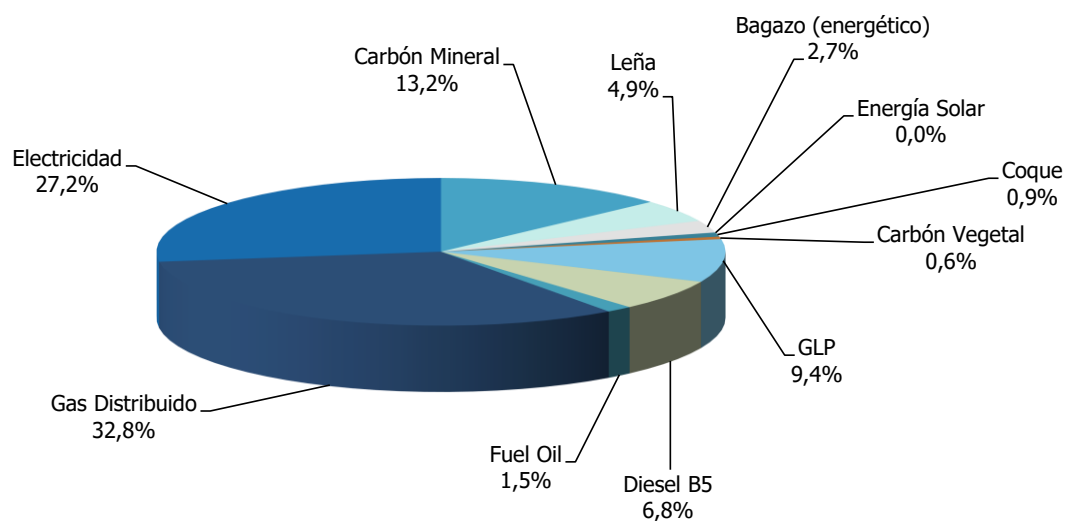
Ilustración 65: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR MINERÍA



Fuente: Elaboración Propia

6.3.8 Sector Industrial

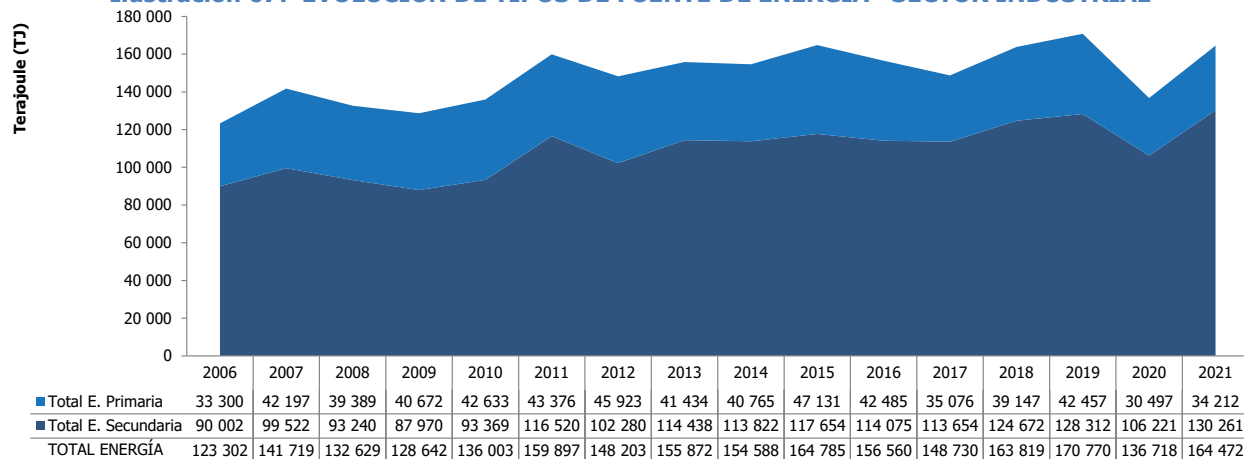
Durante el 2021, el consumo de energía en el sector industrial fue de 164 472 TJ, siendo los energéticos más consumidos, el gas natural (como gas distribuido), la electricidad y el carbón mineral, los cuales representan el 32,8%, 27,2% y 13,2%, respectivamente.

Ilustración 66: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR INDUSTRIAL**TOTAL: 164 472 TJ**

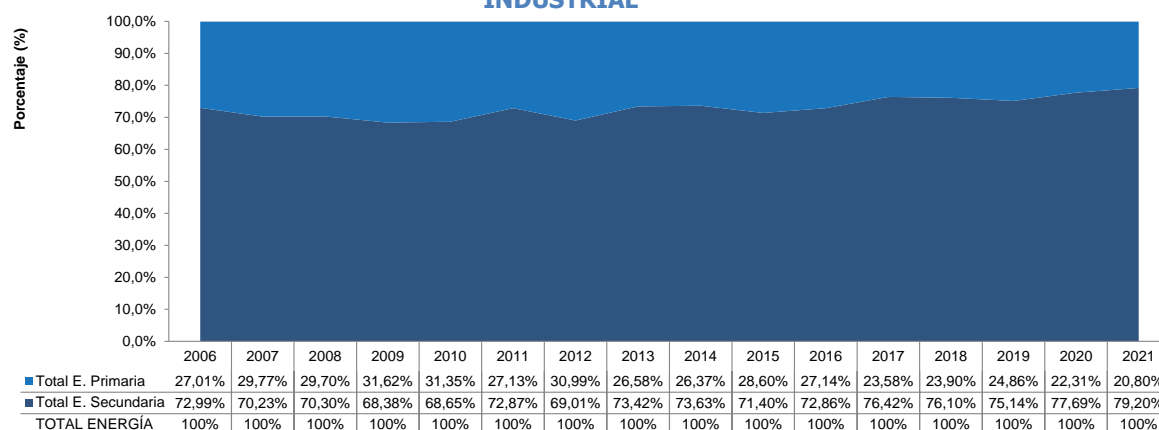
Fuente: Elaboración Propia

En ese sentido, este sector consumió directamente 20,8% de fuentes primarias, siendo las fuentes secundarias predominante históricamente entre 72% y 79,2% dentro del periodo de 2006 a 2021.

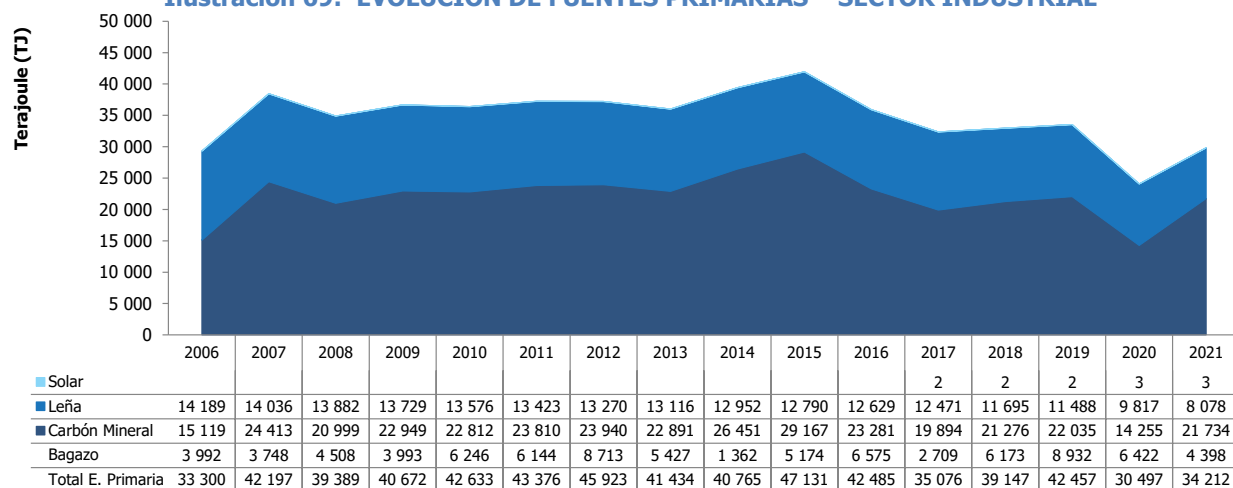
Asimismo, el gas natural es el energético de mayor crecimiento, con una clara sustitución en el uso del petróleo industrial.

Ilustración 67: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR INDUSTRIAL

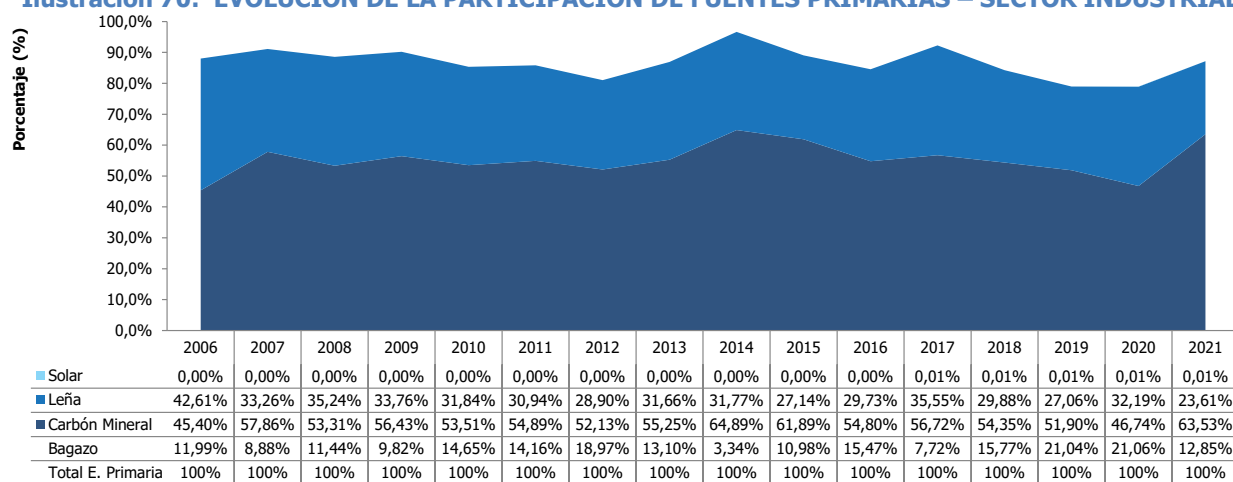
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 68: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR INDUSTRIAL

Fuente: Elaboración Propia

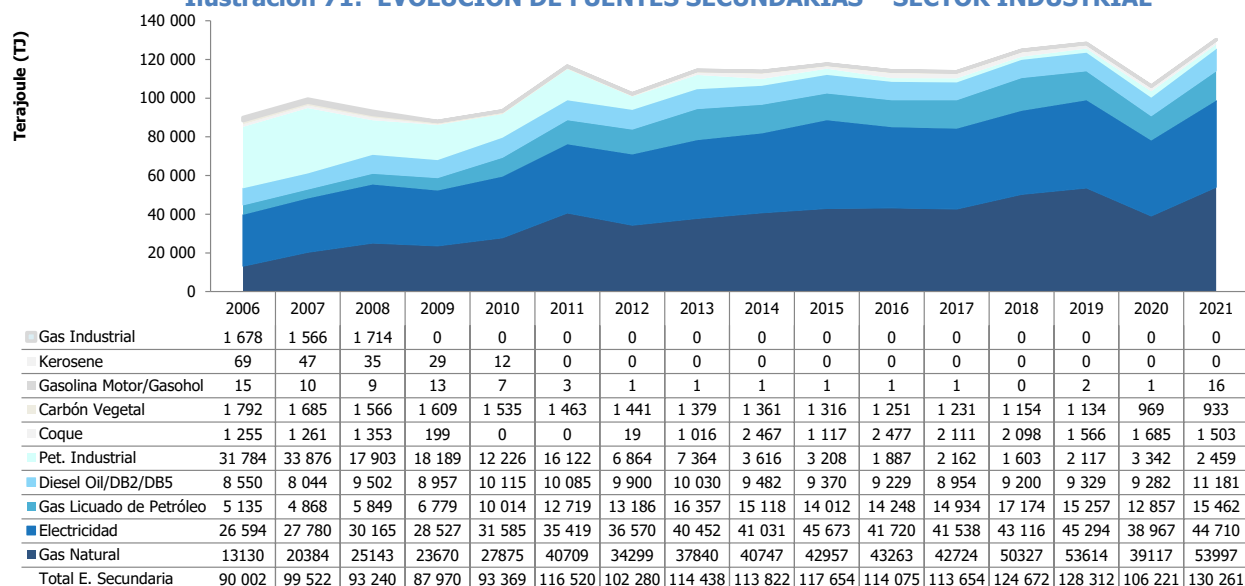
Ilustración 69: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR INDUSTRIAL

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 70: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR INDUSTRIAL

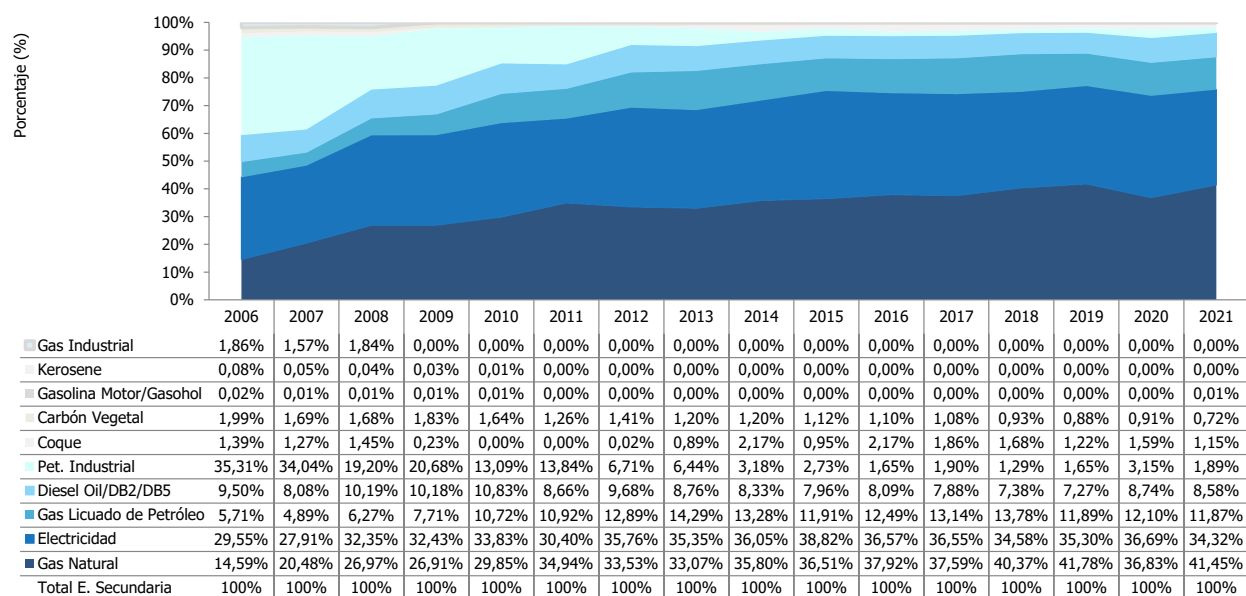
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 71: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR INDUSTRIAL



Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 72: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR INDUSTRIAL



Fuente: Elaboración Propia

VII

MATRIZ Y FLUJO DE ENERGIA



VII. MATRIZ Y FLUJO DE ENERGÍA

7.1 MATRIZ DEL BALANCE NACIONAL

Ilustración 73: BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL 2021
(Unidades Originales)

DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Planeamiento Energético		ENERGÍA PRIMARIA										ENERGÍA SECUNDARIA																		
		Carbón Mineral	Leña	Bosta y Yareta	Bagazo	Petróleo Crudo	Líquidos de Gas Natural	Gas Natural	Hidro Energía	Solar	Eólica	Biogas	Coque	Carbón Vegetal	GLP	Etanol	Gasohol	Gasolina Motor	Kerosene	Turbo	Biodiesel	Diesel Oil	Diesel B5	Fuel Oil	Gas Refinería	Gas Seco	Otros Energét. Petróleo y Gas	No Energético Petróleo y Gas	Gas Industrial	Energía Eléctrica
		10 ³ ton	10 ³ ton	10 ³ ton	10 ³ ton	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ⁶ pc	GW.h	GW.h	GW.h	10 ⁶ pc	10 ³ ton	10 ³ ton	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ⁶ pc	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ⁶ m³	Gwh
OFERTA	1. Producción	144,6	8 019,7	292,5	2 949,2	14 012,7	29 607,7	664 717,4	39 907,1	1 327,6	1 822,6	2 408,0																		
	2. Importación	287,4				24 822,4							72,7	0,2	6 235,0	1 137,8		11 663,5		1 051,6	836,5		31 860,2	369,4				690,9		43,0
	3. Variación de Inventarios	1 280,2				351,2		0,0					(16,6)		6,9	102,2		11,0		(97,5)	286,3		103,5	142,5		476,6		57,0		
	4. OFERTA TOTAL	1 712,2	8 019,7	292,5	2 949,2	39 186,2	29 607,7	664 717,4	39 907,1	1 327,6	1 822,6	2 408,0	56,1	0,2	6 241,9	1 240,0		11 674,5		954,1	1 122,8		31 963,7	511,9		476,6		747,8		43,0
	5. Exportación	(823,2)				(4 300,2)												(14 258,3)					(2 136,9)	(5 059,5)		(124 523,4)		(279,3)		
	6. No Aprovechada							(239 126,2)				(722,4)													(1 111,2)					
	7. Transferencias														(1 278,6)	7 751,2	(14 878,5)		(44,2)	(2 097,3)		(6 524,3)	(162,3)			17 235,7	(1,7)			
	8. Bunkers																			(2 410,9)			(10,4)	(1 773,3)						
	9. OFERTA INTERNA BRUTA	889,0	8 019,7	292,5	2 949,2	34 886,1	29 607,7	425 591,2	39 907,1	1 327,6	1 822,6	1 685,6	56,1	0,2	6 241,9	(38,6)	7 751,2	(17 462,3)		(1 501,1)	(974,5)		23 292,1	(6 483,2)		(125 158,0)	17 235,7	466,8		43,0
TRANSFORMACIÓN	10. Total Transformación	(157,7)	(926,3)		(1 877,2)	(34 424,2)	(29 607,7)	(402 186,4)	(39 907,1)	(887,9)	(1 822,6)	(1 685,6)		205,2	16 028,7	(38,6)	5 741,5	20 868,0		3 038,1	(974,5)		21 010,3	8 093,0	316,6	246 635,7	(17 235,7)	2 864,6		57 483,2
	10.1 Coquerías y Altos Hornos																													
	10.2 Carboneras		(926,3)											205,2																
	10.3 Refinerías					(34 424,2)									853,6	(38,6)	5 741,5	10 052,5		3 038,1	(974,5)		19 818,4	8 631,2	316,6		(17 235,7)	2 673,6		
	10.4 Plantas de Gas						(29 607,7)	(402 186,4)							15 175,1			10 815,5					1 446,5			402 186,4		191,0		
	10.5 Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)	(10,5)			(1 048,7)				(39 117,0)	(817,8)	(1 822,6)	(1 685,6)											(156,4)	(538,3)		(147 895,2)				55 553,9
	10.6 Centrales Eléc. (Uso Propio)	(147,3)			(828,4)				(790,1)	(70,0)													(98,3)			(7 655,5)				1 929,3
	11. Consumo Propio Sector Energía							(23 404,8)															(23,4)	(17,2)	(316,6)	(35 994,0)				(1 062,4)
	12. Pérdidas(transp., distr. y almac.)																													(6 718,3)
13. Ajustes					461,9		(0,0)		(0,3)					(575,7)		(2 898,7)	(174,2)		(4,8)			(788,8)	(44,6)				2 058,5		(38,3)	
CONSUMO FINAL	14. CONSUMO FINAL TOTAL	731,3	7 093,4	292,5	1 072,1				439,9				56,1	205,4	22 846,3		16 391,5	3 579,9		1 541,9			45 067,8	1 637,1		85 483,6		1 272,9		49 783,8
	14.1 Consumo Final No Energético				371,4																						1 272,9			
	14.2 Consumo Final Energético	731,3	7 093,4	292,5	700,7					439,9			56,1	205,4	22 846,3		16 391,5	3 579,9		1 541,9			45 067,8	1 637,1		85 483,6				49 783,8
	Residencial		6 268,7	292,5						266,5				129,8	9 604,0											7 696,8				10 589,1
	Comercial	0,0	277,5							169,8				41,3	975,2		2,1	11,9					716,1	0,1		6 966,2				6 741,8
	Público		5,3							0,6				0,0	16,4					8,6			708,0			149,0				1 830,5
	Transportes														7 856,1		16 143,1	2 452,6		1 533,3			38 376,7	1 229,4		21 323,0				77,6
	Agropecuario	0,1	4,9							2,2				0,0	35,0			319,9					381,3			15,1				1 381,3
	Pesquería		0,6											0,0	4,5			787,1					346,0	2,0		136,7				229,3
	Minero		0,1							0,2				0,0	465,2		246,2	5,3					2 595,3	5,8		2 032,5				16 508,8
	Industrial	731,1	536,3		700,7				0,7				56,1	34,3	3 890,0			0,0	3,0				1 944,5	399,9		47 164,4				12 425,4

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 74: BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL 2021
(UNIDAD: TJ)

DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Planeamiento Energético			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
			ENERGÍA PRIMARIA											ENERGÍA SECUNDARIA																	TOTAL ENERGÍA
			Carbón Mineral	Leña	Bosta y Yareta	Bagazo	Petróleo Crudo	Líquidos de Gas Natural	Gas Natural	Hidro Energía	Solar	Eólica	Total E.P	Biogas	Coque	Carbón Vegetal	GLP	Etanol	Gasohol	Gasolina Motor	Turbo	Biodiesel	Diesel B5	Fuel Oil	Gas Refinería	Gas Seco	Otros Energét. Petróleo y Gas	No Energético Petróleo y Gas	Energía Eléctrica	Total E.S	
OFERTA	1. Producción	3 923,9	120 796,3	4 405,4	18 509,4	81 142,4	141 015,2	761 020,1	143 595,3	4 776,9	6 558,1	1 285 743,0	999,7																999,7	1 286 742,6	
	2. Importación	8 778,7				143 738,1						152 516,8	1 948,0	6,0	24 782,9	3 848,4		59 536,1	5 851,9	4 431,4	183 199,5	2 272,1					4 000,6	154,8	290 031,6	442 548,4	
	3. Variación de Inventarios	37 962,5				2 033,6		0,0				39 996,1	(445,5)		27,5	345,8		55,9	(542,6)	1 516,5	595,0	876,6		545,6			329,9		3 304,9	43 301,0	
	4. OFERTA TOTAL	50 665,2	120 796,3	4 405,4	18 509,4	226 914,1	141 015,2	761 020,1	143 595,3	4 776,9	6 558,1	1 478 255,9	999,7	1 502,6	6,0	24 810,4	4 194,2		59 592,0	5 309,3	5 948,0	183 794,5	3 148,7		545,6			4 330,5	154,8	294 336,2	1 772 592,1
	5. Exportación	(24 109,4)				(24 900,8)						(49 010,2)						(72 781,4)			(12 287,1)	(31 118,4)		(142 564,1)			(1 617,5)		(260 368,5)	(309 378,7)	
	6. No Aprovechada							(273 770,2)				(273 770,2)	(299,9)									(1 272,2)							(1 572,1)	(275 342,3)	
	7. Transferencias															(4 324,7)	38 524,8	(75 946,8)	(246,2)	(11 110,5)	(37 515,6)	(998,4)			93 737,0	(10,1)		2 109,6	2 109,6		
	8. Bunkers																		(13 416,2)		(59,9)	(10 906,6)							(24 382,7)	(24 382,7)	
	9. OFERTA INTERNA BRUTA	26 555,8	120 796,3	4 405,4	18 509,4	202 013,3	141 015,2	487 249,9	143 595,3	4 776,9	6 558,1	1 155 475,6	699,8	1 502,6		6,0	24 810,4	(130,5)	38 524,8	(89 136,2)	(8 353,1)	(5 162,5)	133 931,9	(39 874,7)		(143 290,6)	93 737,0	2 702,9	154,8	10 122,4	1 165 598,0
TRANSFORMACIÓN	10. Total Transformación	(4 818,0)	(13 952,5)		(11 781,0)	(199 338,7)	(141 015,2)	(460 454,2)	(143 595,3)	(3 163,0)	(6 558,1)	(984 707,8)	(699,8)		5 581,0	63 710,9	(130,5)	28 536,4	106 520,3	16 906,2	(5 162,5)	120 811,6	49 775,6	2 484,7	282 367,7	(93 737,0)	16 588,1	206 806,6	800 509,7	(184 198,1)	
	10.1 Coquerías y Altos Hornos														5 581,0														5 581,0	(8 371,5)	
	10.2 Carboneras		(13 952,5)									(13 952,5)																			
	10.3 Refinerías					(199 338,7)						(199 338,7)			3 393,0	(130,5)	28 536,4	51 313,0	16 906,2	(5 162,5)	113 958,2	53 086,2	2 484,7		(93 737,0)	15 482,1		186 129,8	(13 208,5)		
	10.4 Plantas de Gas						(141 015,2)	(460 454,2)				(601 469,4)			60 317,9			55 207,3			8 317,5			460 454,2		1 106,0		585 521,5	(15 974,2)		
	10.5 Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)	(319,8)			(6 581,8)				(140 752,4)	(2 942,8)	(6 558,1)	(157 154,9)	(699,8)								(899,1)	(3 310,6)		(169 321,9)			199 896,3	25 665,0	(131 489,9)		
	10.6 Centrales Eléc. (Uso Propio)	(4 498,2)			(5 199,2)				(2 842,9)	(220,2)		(12 792,3)									(565,0)			(8 764,6)			6 910,3	(2 387,5)	(15 179,9)		
	11. Consumo Propio Sector Energía							(150 439,6)				(150 439,6)									(134,4)	(105,9)	(2 484,7)	(41 208,8)			(3 822,7)	(47 756,4)	(198 196,0)		
	12. Pérdidas(transp., distr. y almac.)																										(24 174,2)	(24 174,2)	(24 174,2)		
13. Ajustes	(0,0)				2 674,6		(0,0)		(0,9)		2 673,6				(2 288,4)			(889,3)	(26,9)		(4 535,7)	(274,2)				11 920,0	(137,9)	4 024,2	6 671,6		
CONSUMO FINAL	14. CONSUMO FINAL TOTAL	21 737,8	106 843,8	4 405,4	6 728,4					1 583,0		141 298,4	1 502,6	5 587,0	90 809,6		81 468,2	18 273,4	8 580,0		259 144,8	10 069,2		97 868,3			7 371,0	179 133,9	758 808,0	901 106,5	
	14.1 Consumo Final No Energético				2 330,7						2 330,7																7 371,0		7 371,0	9 701,7	
	14.2 Consumo Final Energético	21 737,8	106 843,8	4 405,4	4 397,6				1 583,0			138 976,7	1 502,6	5 587,0	90 809,6		81 468,2	18 273,4	8 580,0		259 144,8	10 069,2		97 868,3				179 133,9	752 437,1	891 404,8	
	Residencial		94 422,2	4 405,4					958,9			99 786,5		3 530	38 174,1										8 811,9			38 102,1	88 617,6	188 404,1	
	Comercial	0,4	4 180,0						610,9			4 791,3		1 122	3 876,1		10,7	60,7			4 117,4	0,6			7 975,5			24 258,6	41 421,9	46 213,2	
	Público		79,5						1,9			81,5		1	65,2			0,1	47,8		4 070,9				170,6			6 586,4	10 941,5	11 023,0	
	Transportes													-	31 226,4		80 233,9	12 519,5	8 532,3		220 669,8	7 561,2		24 412,2			279,3	385 434,5	385 434,5		
	Agropecuario	3,7	73,1						7,8			84,7		0	139,2			1 132,8			2 192,7				17,3			4 970,1	8 952,2	9 036,9	
	Pesquería		9,1									9,1			0,2	17,7			4 017,8		1 989,5	12,0			156,5			825,0	7 018,8	7 027,8	
	Minero		2,1						0,8			2,9			1,4	1 849,1		1 223,5	27,2		14 923,1	35,9			2 326,9			59 402,8	79 787,9	79 792,8	
	Industrial	21 733,7	8 078,0		4 397,6				2,6			34 211,9	1 502,6	932,7	15 461,9		0,2	15,3			11 181,3	2 459,4		53 997,5				44 709,7	130 260,6	164 472,5	
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA														5 184,8	63 710,9		28 536,4	106 638,9	16 902,2		122 275,7	53 086,2	2 484,7	460 454,2	(93 737,0)	16 588,1	206 838,4				

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 75: BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL 2021
(UNIDAD: 10³ TEP)

DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Planeamiento Energético			ENERGÍA PRIMARIA										ENERGÍA SECUNDARIA																TOTAL ENERGÍA		
			Carbón Mineral	Leña	Bosta y Yareta	Bagazo	Petróleo Crudo	Líquidos de Gas Natural	Gas Natural	Hidro Energía	Solar	Eólica	Total E.P	Biogas	Coque	Carbón Vegetal	GLP	Etanol	Gasohol	Gasolina Motor	Turbo	Biodiesel	Diesel B5	Fuel Oil	Gas Refinería	Gas Seco	Otros Energét. Petróleo y Gas	No Energético Petróleo y Gas		Energía Eléctrica	Total E.S
OFERTA	1. Producción	93,8	2 887,1	105,3	442,4	1 939,4	3 370,3	18 188,8	3 432,0	114,2	156,7	30 730,0	23,9															23,9	30 753,9		
	2. Importación	209,8				3 435,4						3 645,2		46,6	0.1	592,3	92,0		1 422,9	139,9	105,9	4 378,6	54,3				95,6	3.7	6 931,9	10 577,2	
	3. Variación de Inventarios	907,3				48,6		0,0				955,9		(10,6)		0,7	8,3		1,3	(13,0)	36,2	14,2	21,0		13,0		7,9		79,0	1 034,9	
	4. OFERTA TOTAL	1 210,9	2 887,1	105,3	442,4	5 423,4	3 370,3	18 188,8	3 432,0	114,2	156,7	35 331,2	23,9	35,9	0,1	593,0	100,2		1 424,3	126,9	142,2	4 392,8	75,3		13,0		103,5	3,7	7 034,8	42 366,0	
	5. Exportación	(576,2)				(595,1)						(1 171,4)							(1 739,5)			(293,7)	(743,7)		(3 407,4)		(38,7)		(6 223,0)	(7 394,3)	
	6. No Aprovechada							(6 543,3)				(6 543,3)	(7,2)												(30,4)				(37,6)	(6 580,8)	
	7. Transferencias															(103,4)	920,8	(1 815,2)	(5,9)	(265,5)	(896,6)	(23,9)			2 240,4	(0,0)		50,4	50,4		
	8. Bunkers																		(320,7)		(1,4)	(260,7)							(582,8)	(582,8)	
	9. OFERTA INTERNA BRUTA	634,7	2 887,1	105,3	442,4	4 806,8	3 370,3	11 645,5	3 432,0	114,2	156,7	27 616,5	16,7	35,9	0,1	593,0	(3,1)	920,8	(2 130,4)	(199,6)	(123,4)	3 201,0	(953,0)		(3 424,7)	2 240,4	64,6	3,7	241,9	27 858,5	
TRANSFORMACIÓN	10. Total Transformación	(115,2)	(333,5)		(281,6)	(4 764,3)	(3 370,3)	(11 005,1)	(3 432,0)	(75,6)	(156,7)	(23 535,1)	(16,7)		133,4	1 522,7	(3,1)	682,0	2 545,9	404,1	(123,4)	2 887,5	1 189,7	59,4	6 748,7	(2 240,4)	396,5	4 943,6	19 132,6	(4 403,1)	Pérdida Transf
	10.1 Coquerías y Altos Hornos														133,4														133,4	(200,1)	
	10.2 Carboneras		(333,5)									(333,5)																			
	10.3 Refinerías					(4 764,3)						(4 764,3)				81,1	(3,1)	682,0	1 226,4	404,1	(123,4)	2 723,7	1 268,8	59,4		(2 240,4)	370,0	4 448,6	(315,7)		
	10.4 Plantas de Gas						(3 370,3)	(11 005,1)				(14 375,5)				1 441,6			1 319,5			198,8		11 005,1		26,4		13 994,3	(381,8)		
	10.5 Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)	(7,6)			(157,3)				(3 364,1)	(70,3)	(156,7)	(3 756,1)	(16,7)									(21,5)	(79,1)		(4 046,9)		4 777,6	613,4	(3 142,7)		
	10.6 Centrales Eléc. (Uso Propio)	(107,5)			(124,3)				(67,9)	(5,3)		(305,0)										(13,5)			(209,5)		165,9	(57,1)	(362,8)		
	11. Consumo Propio Sector Energía							(3 595,6)				(3 595,6)										(3,2)	(2,5)	(59,4)	(984,9)		(91,4)	(1 141,4)	(4 737,0)		
	12. Pérdidas(transp., distr. y almac.)																										(577,8)	(577,8)	(577,8)		
13. Ajustes	(0,0)				63,9		(0,0)		(0,0)		63,9				(54,7)			(21,3)	(0,6)		(108,4)	(6,6)			284,9	(3,3)	92,9	156,2			
14. CONSUMO FINAL TOTAL	519,5	2 553,6	105,3	160,8						37,8		3 377,1		35,9	133,5	2 170,4		1 947,1	436,7	205,1		6 193,7	240,7		2 339,1		176,2	4 281,4	18 159,8	21 537,0	
CONSUMO FINAL	14.1 Consumo Final No Energético				55,7							55,7															176,2	176,2	231,9		
	14.2 Consumo Final Energético	519,5	2 553,6	105,3	105,1					37,8		3 321,4		35,9	133,5	2 170,4		1 947,1	436,7	205,1		6 193,7	240,7		2 339,1			4 281,4	17 796,3	21 305,1	
	Residencial		2 256,7	105,3						22,9		2 385,0			84,4	912,4									210,6			910,7	2 118,0	4 503,0	
	Comercial	0,0	99,9							14,6		114,5			26,8	92,6		0,7	1,5			98,4	0,0		190,6			579,8	990,0	1 104,4	
	Público		1,9							0,0		1,9			0,0	1,6			0,0	1,1		97,3			4,1			157,4	261,5	263,5	
	Transportes															746,3		1 917,6	299,2	203,9		5 274,1	180,7		583,5		6,7	9 212,1	9 212,1		
	Agropecuario	0,1	1,7							0,2		2,0			0,0	3,3			39,0			52,4			0,4		118,8	214,0	216,0		
	Pesquería		0,2									0,2			0,0	0,4			96,0			47,6	0,3		3,7		19,7	167,8	168,0		
	Minero		0,0							0,0		0,1			0,0	44,2		29,2	0,7			356,7	0,9		55,6		1 419,8	1 907,0	1 907,1		
	Industrial	519,4	193,1		105,1					0,1		817,7		35,9	22,3	369,5		0,0	0,4			267,2	58,8		1 290,6		1 068,6	3 113,3	3 931,0		
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA															1 522,7 682,0 2 548,7 404,1 2 922,5 1268,8 11 051,1 396,5 4 943,6																

Fuente: Elaboración Propia

VIII

IMPACTO AMBIENTAL



VIII. IMPACTO AMBIENTAL

8.1 FACTORES DE EMISIONES

En esta edición del BNE 2021, se presentan las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) generadas por la transformación de energía primaria en secundaria, principalmente en el caso de la generación de electricidad y la producción de carbón vegetal a partir de la leña. Esto incluye todas las emisiones que genera el consumo final, con excepción del CO₂ producido por la combustión de biomasa.

Para el cálculo de las emisiones se utilizó el método de tecnologías del Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), herramienta utilizada por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), y que toma de referencia los factores de emisión por defecto de cada energético, estimado por el IPCC en las Directrices 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero.

El método de tecnologías del IPCC utiliza el consumo de energía de las actividades desarrolladas con cada fuente, y se multiplican por los factores de contaminación que corresponde a cada tecnología y contaminante. De esta manera, se obtienen las diversas emisiones, como son de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O).

Respecto, a las emisiones producidas por el uso del gasohol y diesel B5, se corrigen los valores de emisión, contabilizando por separado las emisiones que corresponden a su componente biocombustible, incluyendo estos últimos dentro de las emisiones de biomasa.

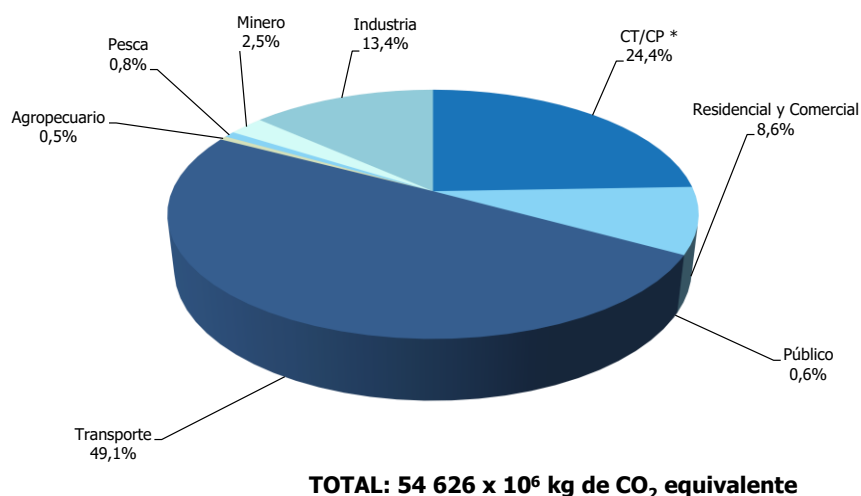
Cabe indicar, que de forma informativa se ha incluido estimaciones sobre la emisión generada por la actividad Bunker, es decir, que no se incluyen en la suma total de emisiones, dado que no se considerada como un consumo dentro del territorio nacional.

Por otro lado, como parte de las mejoras metodológicas realizadas en el marco del desarrollo de los balances de energía, a partir de este año se ha estimado el factor de emisión del dióxido de carbono del gas natural utilizando información nacional (ver Anexo 11.3).

8.2 EMISIONES DE CO₂ EQUIVALENTE

En el 2021, la emisión total de CO₂ equivalente fue de $54\,626 \times 10^6$ kg, donde el sector transporte tiene la mayor participación en un 49,1%, seguido de los centros de transformación y consumo propio en 24,4%.

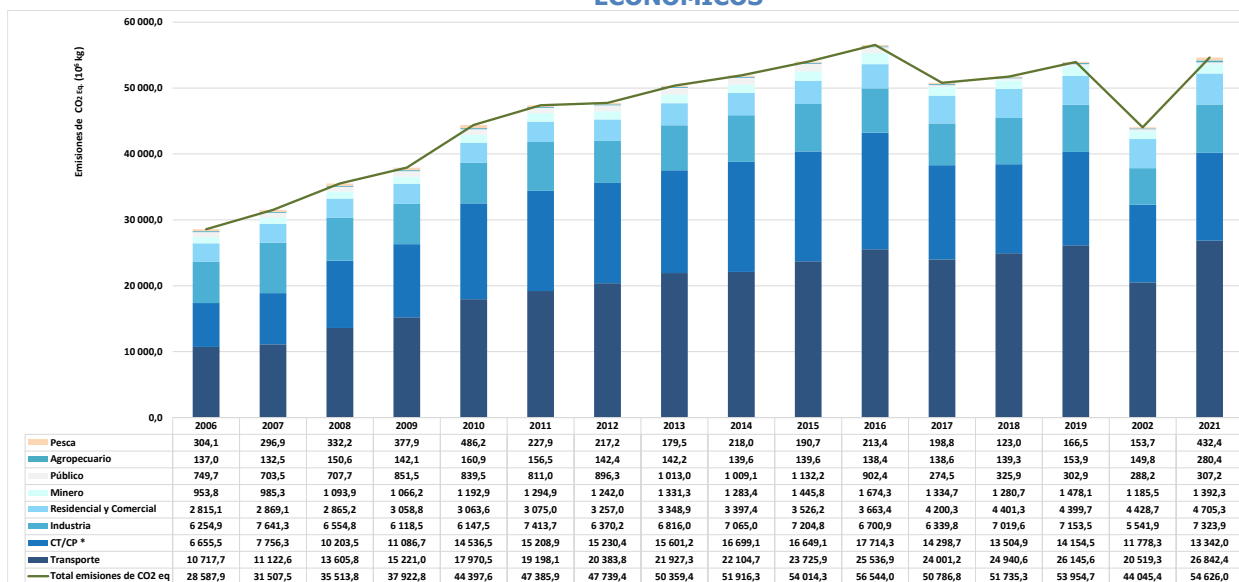
Ilustración 76: PARTICIPACIÓN DE SECTORES EN EMISIONES DE CO₂ EQUIVALENTE



Fuente: Elaboración Propia

Estas emisiones fueron generadas por las siguientes actividades: la transformación de energía primaria a secundaria, el consumo propio de los centros de transformación, y el consumo final de los sectores económicos. En la siguiente ilustración se visualiza una caída en el año 2017, esto se debe principalmente a la separación de las emisiones denominada bunker del sector transporte y a la disminución de la demanda de gas natural en el sector eléctrico; así como, la caída del año 2020 responde al menor consumo de energía por efecto de la pandemia, principalmente el sector transporte.

Ilustración 77: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CO₂ EQUIVALENTE GENERADAS POR LA TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA A SECUNDARIA, CONSUMO PROPIO Y SECTORES ECONÓMICOS



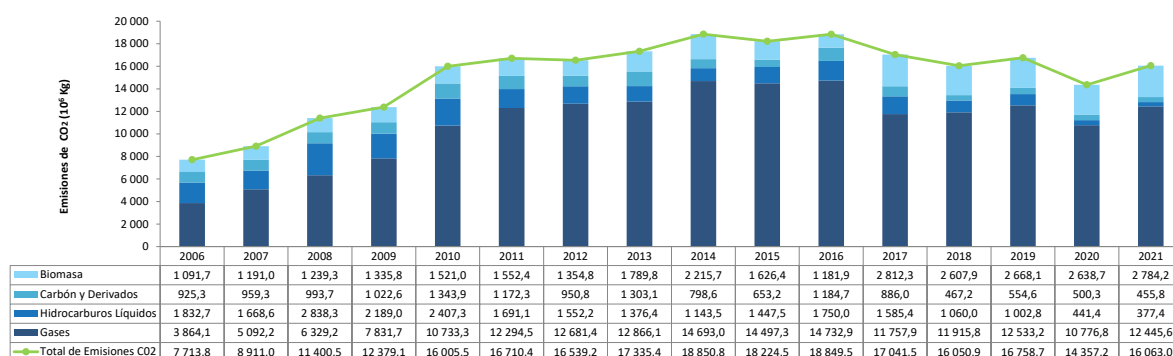
*Centro de Transformación (CT) / Consumo propio (CP)

Fuente: Elaboración Propia

8.3 EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂)

En el caso de las emisiones de dióxido de carbono, durante el año 2021 se generaron 16 063,0 millones de kilogramos de CO₂ por la transformación de energía primaria a secundaria (sin considerar las emisiones de biomasa) y el consumo propio. Cabe señalar, que el crecimiento sostenido de estas emisiones dentro del periodo del 2006 al 2021, se debe principalmente al uso de gas natural en el proceso de generación de electricidad.

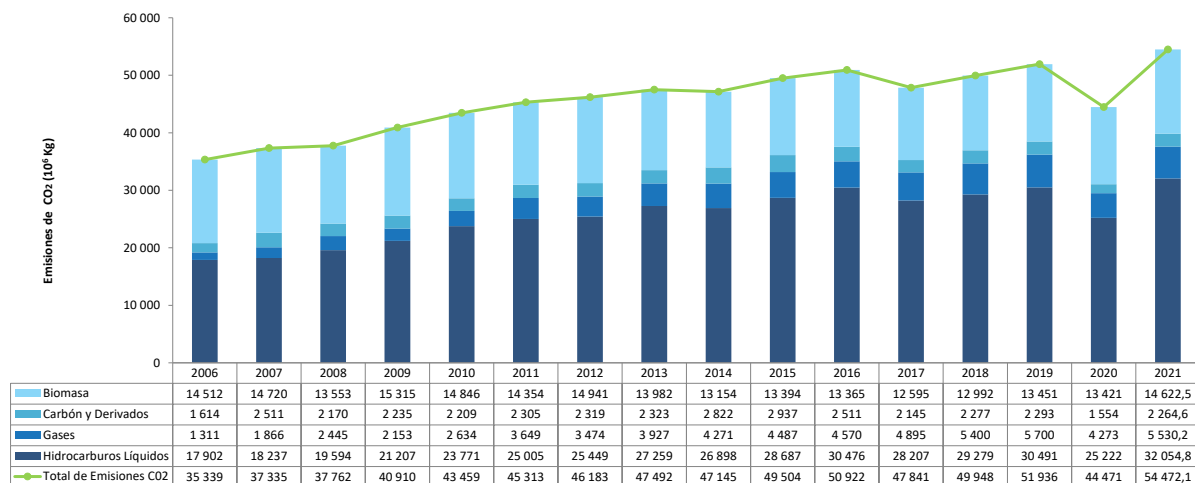
Ilustración 78: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CO₂ GENERADAS POR LA TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN SECUNDARIA Y EL CONSUMO PROPIO



Fuente: Elaboración Propia

Por otro lado, en el año 2021, las emisiones generadas por el consumo final de energía sin incluir biomasa, alcanzaron el valor de 39 849,6 millones de kilogramos de CO₂. Asimismo, en el periodo del 2006 al 2021 se observa que estas emisiones provienen principalmente de los hidrocarburos líquidos.

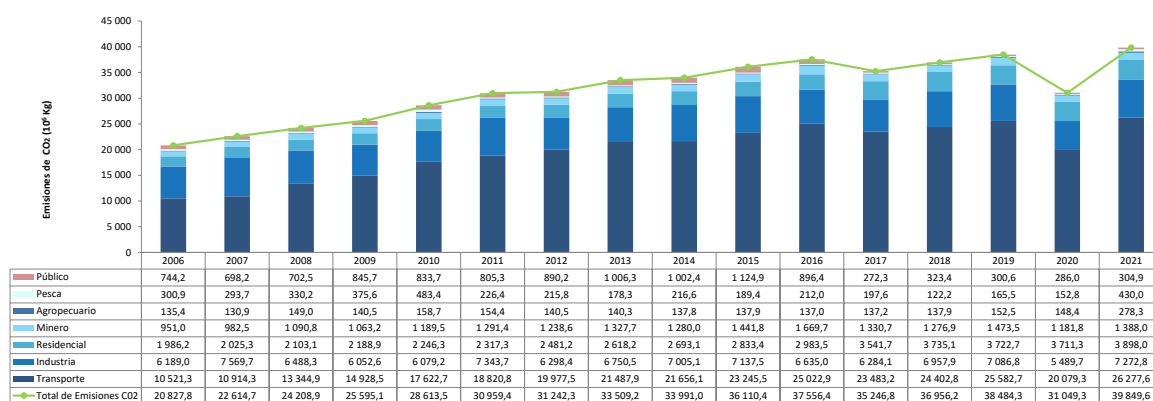
Ilustración 79: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CO₂ GENERADAS POR EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA



Fuente: Elaboración Propia

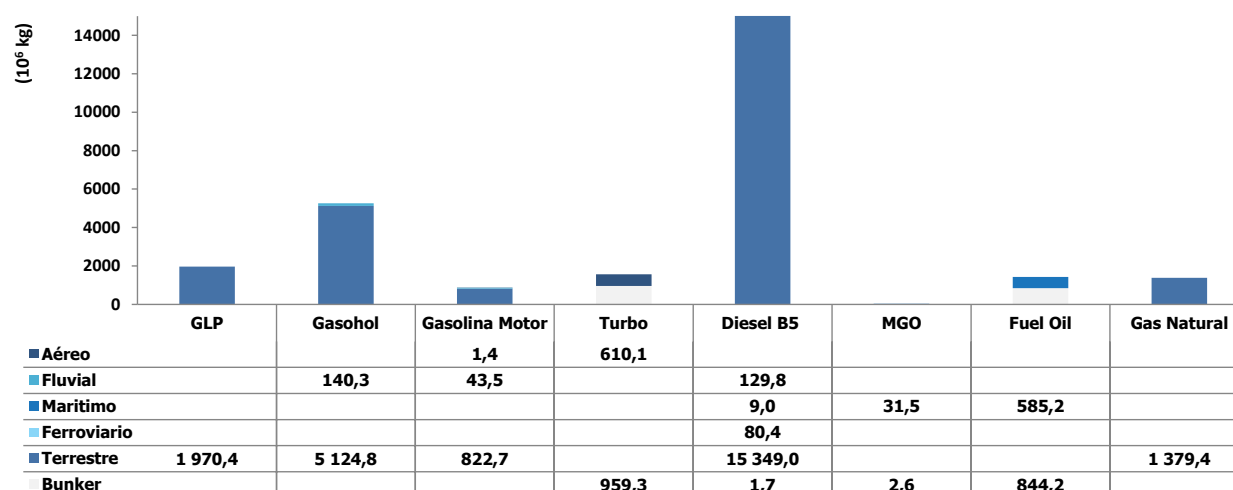
En la siguiente ilustración se puede apreciar que, desde el año 2006 existe un crecimiento intensivo de las emisiones en el consumo final de energía, como reflejo principal del consumo en el sector transporte (no incluye las emisiones por biomasa).

Ilustración 80: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CO₂ GENERADAS POR SECTORES ECONÓMICOS



Fuente: Elaboración Propia

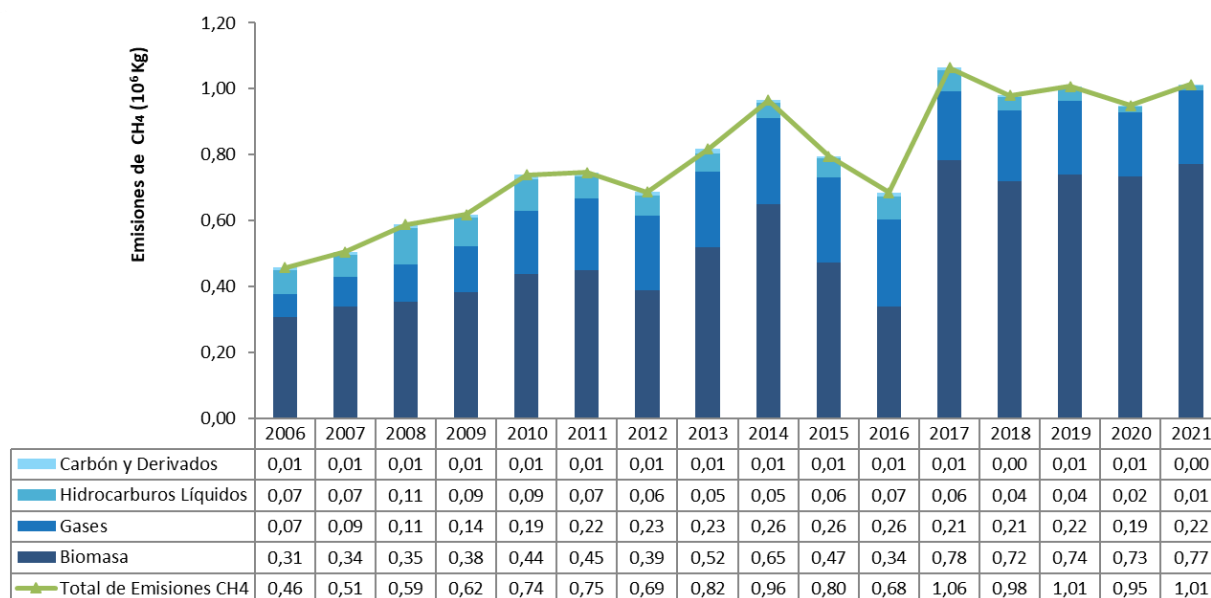
Dentro del sector transporte (sin bunker), la mayor emisión es generada por el modo terrestre, dado al uso intensivo del combustible Diesel B5; esta combinación emitió en el 2021 la cantidad de 15 349,0 millones de kg de CO₂, representando una participación de 58,4% del total.

Ilustración 81: EMISIONES DE CO₂ GENERADAS POR EL SECTOR TRANSPORTE 2021

Fuente: Elaboración propia

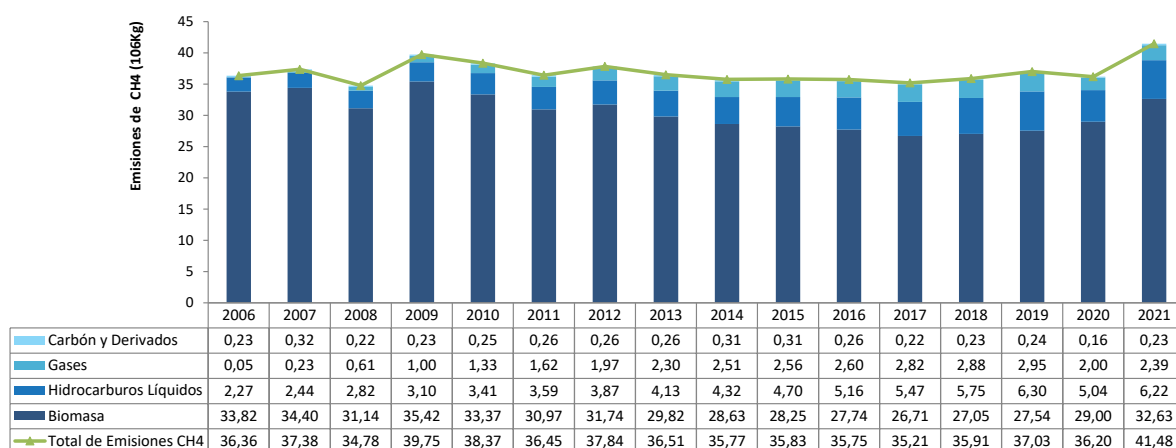
8.4 EMISIONES DE METANO (CH₄)

En el caso de las emisiones de metano, durante el año 2020, la transformación de energía primaria (incluida la biomasa) a secundaria y el consumo propio generaron 1,01 millones de kilogramos de CH₄. Cabe señalar, que casi la totalidad de estas emisiones dentro del periodo del 2006 al 2021, ha sido producto de la transformación de leña para la producción de carbón vegetal, y el uso de gas natural para la producción de electricidad.

Ilustración 82: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CH₄ GENERADAS POR LA TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN SECUNDARIA Y EL CONSUMO PROPIO

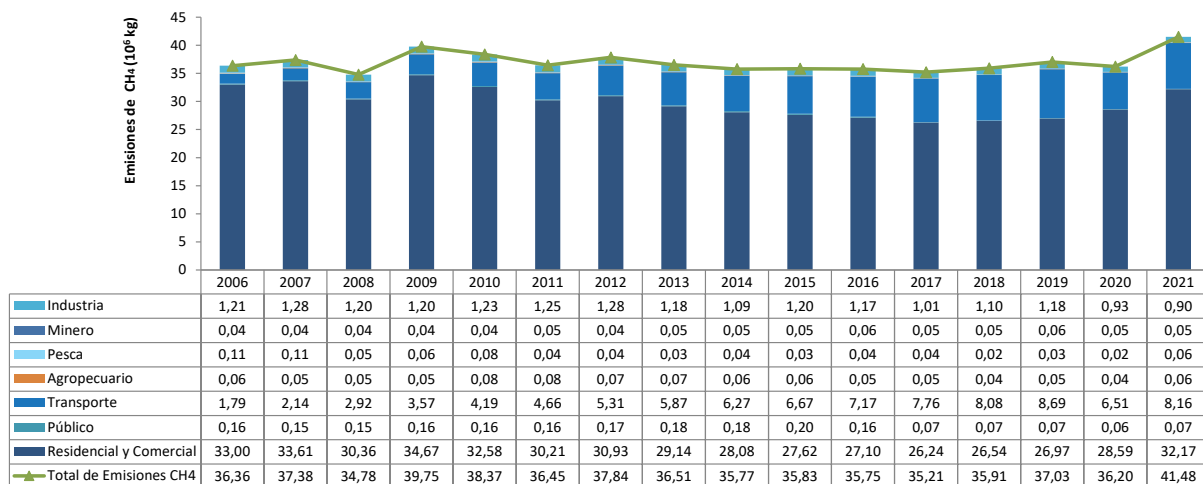
Fuente: Elaboración Propia

Por otro lado, en el 2021, las emisiones generadas por el consumo final de fuentes de energía, incluyendo la biomasa, alcanzaron el valor de 41,48 millones de kilogramos de CH₄. Asimismo, en el periodo del 2006 al 2021 se observa que estas emisiones provienen principalmente del uso de la biomasa.

Ilustración 83: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CH₄ GENERADAS POR EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA

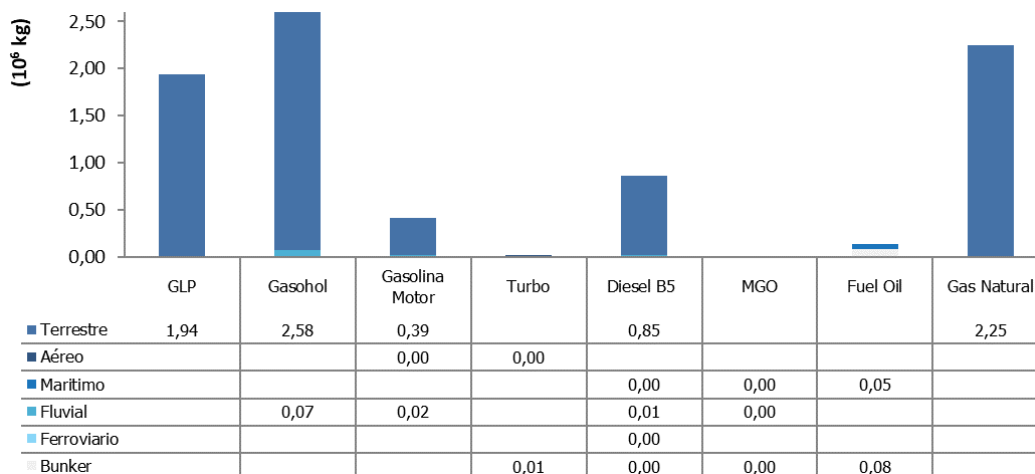
Fuente: Elaboración Propia

Asimismo, debido al alto uso de biomasa, se observa una alta participación de emisiones por parte de los sectores residencial y comercial, que alcanzó un valor de 32,17 millones de kilogramos de CH₄ en el 2021. La siguiente actividad con mayor emisión fue el sector transporte con 8,16 millones de kilogramos de CH₄. La predominancia del sector residencial y comercial se ha mantenido dentro del periodo de 2006 a 2021, aunque la emisión del sector transporte continúa en crecimiento.

Ilustración 84: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CH₄ GENERADAS POR SECTORES ECONÓMICOS

Fuente: Elaboración Propia

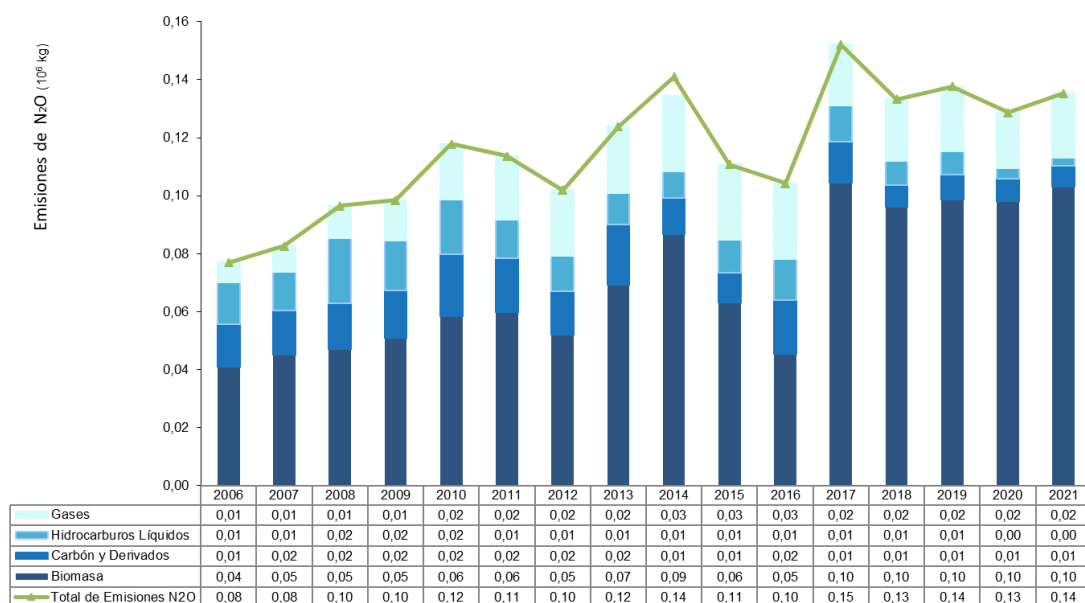
En caso del sector transporte, la mayor emisión es generada por el modo terrestre que usa los combustibles de Gas Natural, Gasohol y Gas Licuado de Petróleo (GLP). En el año 2021, su uso emitió 2,25 millones de kilogramos de CH₄, 2,65 millones de kilogramos de CH₄, y 1,94 millones de kilogramos de CH₄, respectivamente.

Ilustración 85: EMISIONES DE CH₄ GENERADAS POR EL SECTOR TRANSPORTE 2021

Fuente: Elaboración propia

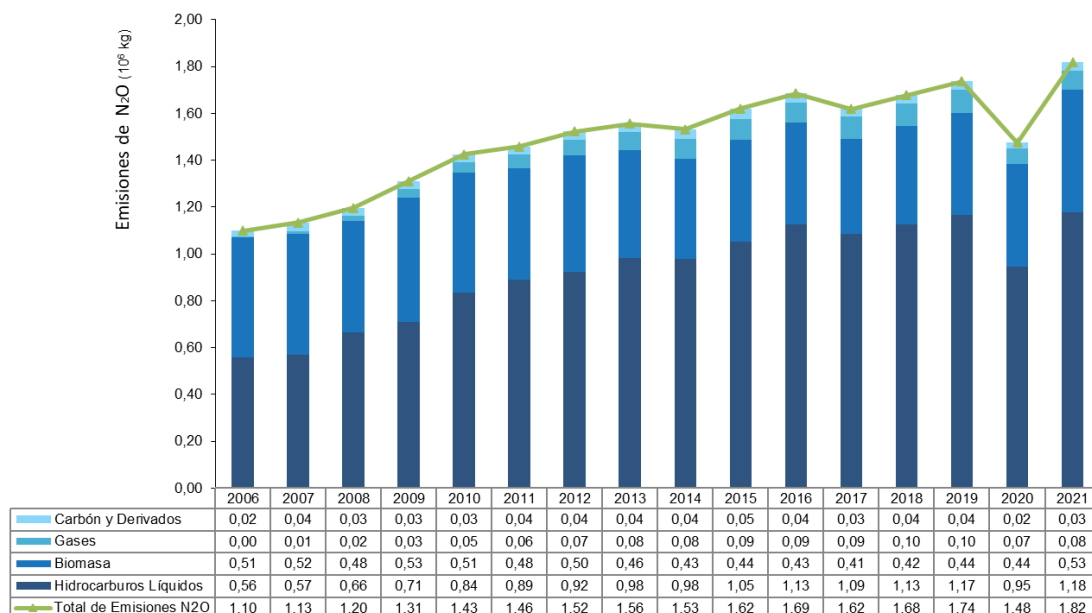
8.5 EMISIONES DE ÓXIDO NITROSO (N₂O)

Para el periodo 2006-2021, las emisiones de N₂O, provenientes de la transformación de energía primaria (incluida la biomasa) a secundaria y el consumo propio, se incrementaron de 0,08 a 0,14 millones de kilogramos, explicándose este incremento por la formación de N₂O a altas temperaturas en la combustión del gas natural para la generación de electricidad.

Ilustración 86: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE N₂O GENERADAS POR LA TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN SECUNDARIA Y EL CONSUMO PROPIO

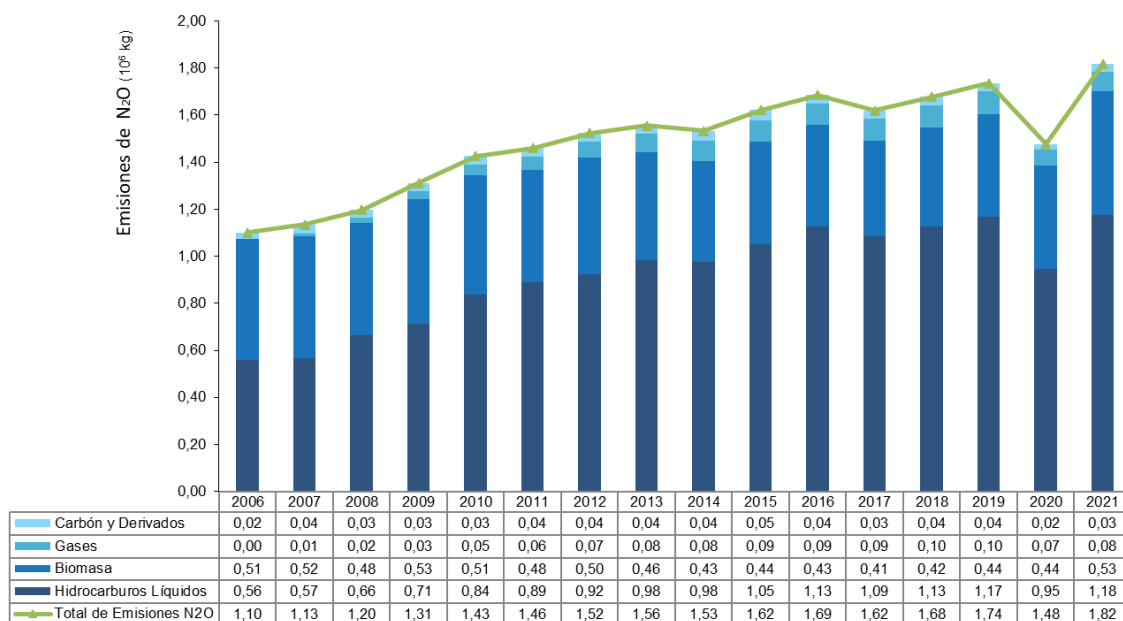
Fuente: Elaboración Propia

En los consumos finales, las emisiones de N₂O se deben básicamente al uso de hidrocarburos líquidos en el sector transporte. En el periodo de 2006-2021, las emisiones de N₂O, se incrementaron de 1,10 a 1,82 millones de kilogramos.

Ilustración 87: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE N₂O GENERADAS POR EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA

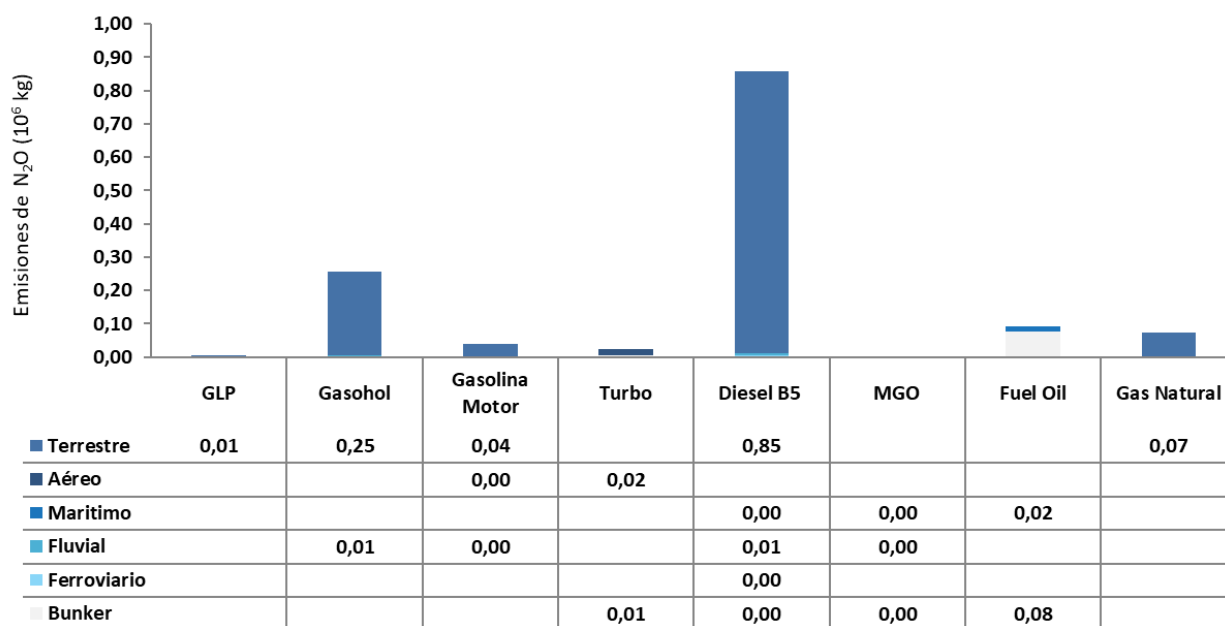
Fuente: Elaboración Propia

También se puede apreciar que hubo un crecimiento intensivo de emisiones de N₂O en el consumo final, como reflejo principal del consumo del sector transporte.

Ilustración 88: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE N₂O GENERADAS POR SECTORES ECONÓMICOS

Fuente: Elaboración Propia

Al respecto, la mayor emisión es generada por el modo terrestre que usa el combustible Diesel y Gasohol, los cuales emitieron en el 2021, la cantidad de 0,86 millones de kilogramos de N₂O, y de 0,26 millones de kilogramos de N₂O, respectivamente.

Ilustración 89: EMISIONES DE N₂O GENERADAS POR EL SECTOR TRANSPORTE 2021

Fuente: Elaboración propia

IX

INDICADORES ECONÓMICOS ENERGÉTICOS



IX. INDICADORES ECONÓMICOS ENERGÉTICOS

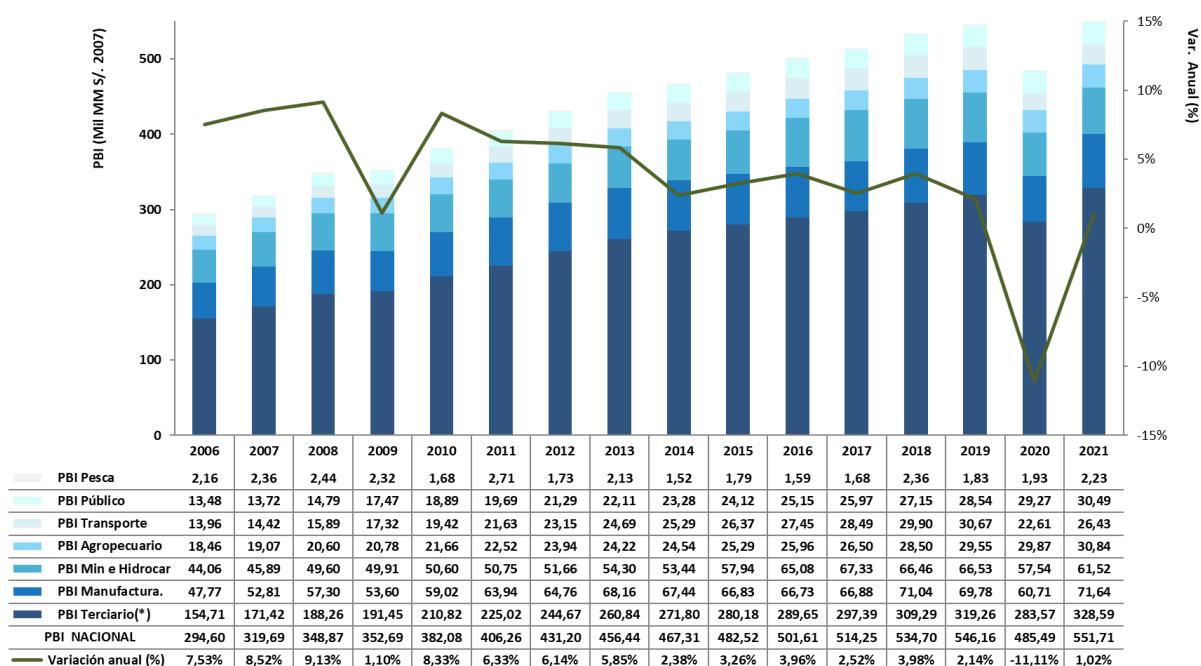
9.1 INDICADORES SOCIOECONÓMICOS

9.1.1 PBI Nacional y Sectorial

Desde el año 2006 hasta la actualidad, la actividad económica nacional⁹ ha presentado tasas de crecimiento positivas con una variación promedio anual de 3,96%. Mientras que, en el año 2021, la actividad económica alcanzó un valor de 551,714 mil millones de Soles a precios constantes de 2007, representando un crecimiento de 13,6% en relación al año 2020.

Al respecto, el aporte de los sectores económicos fue un crecimiento positivo respecto al año anterior, los cuales fueron: el Sector Agropecuario con 30,8 millones de soles (3,3%), el Sector Pesca con 2,2 millones de soles (15,5%), el Sector Público con 30,5 millones de soles (4,2%), el Sector Terciario con 328,6 millones de soles (15,9%), el Sector Transporte con 26,4 millones de soles (16,9%), el Sector Minería e Hidrocarburos con 61,5 millones de soles (6,9%) y el Sector Manufactura con 71,6 millones de soles (18%).

Ilustración 90: EVOLUCIÓN DEL PBI NACIONAL Y SECTORIAL



Fuente: Elaboración Propia / INEI

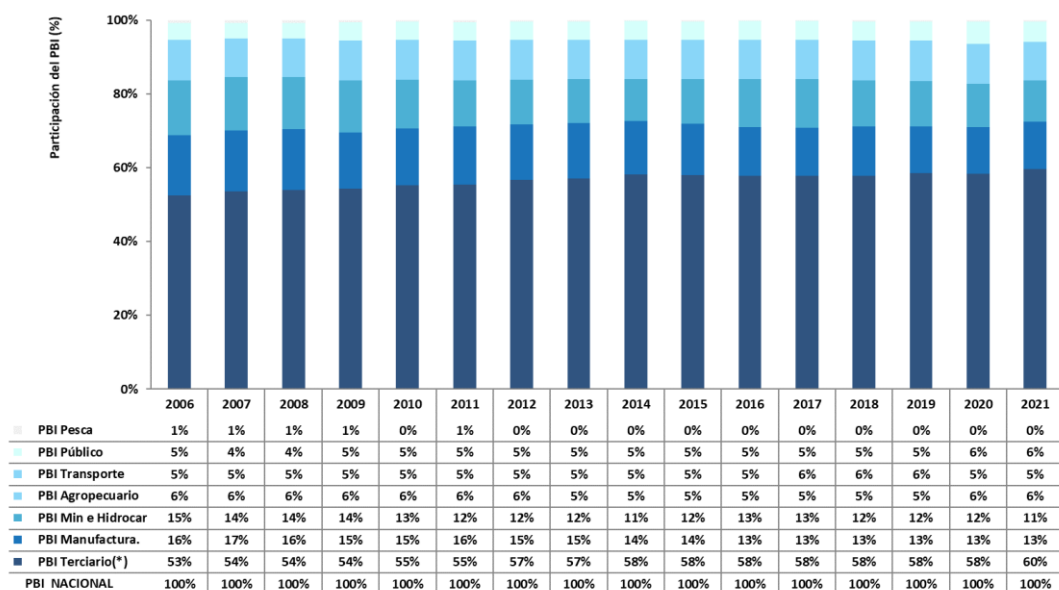
(*) Electricidad, Gas, Agua, Construcción, Comercial, Otros Servicios e Impuestos

En ese sentido, el mayor aporte al PBI correspondió al sector terciario, con un 60% de participación dentro de la composición sectorial de dicho indicador. Los siguientes sectores con mayor participación fueron el sector manufactura con 13%, y luego el sector Minero e Hidrocarburos con 11%.

En general, la participación de los sectores dentro de la composición del PBI se ha mantenido estable a lo largo del horizonte de análisis.

⁹ Medida como el Producto Bruto Interno (PBI) a precios constantes del 2007.

Ilustración 91: EVOLUCIÓN DE LA COMPOSICIÓN SECTORIAL DEL PBI



Fuente: Elaboración Propia / INEI

(*) Electricidad, Gas, Agua, Construcción, Comercial, Otros Servicios e Impuestos

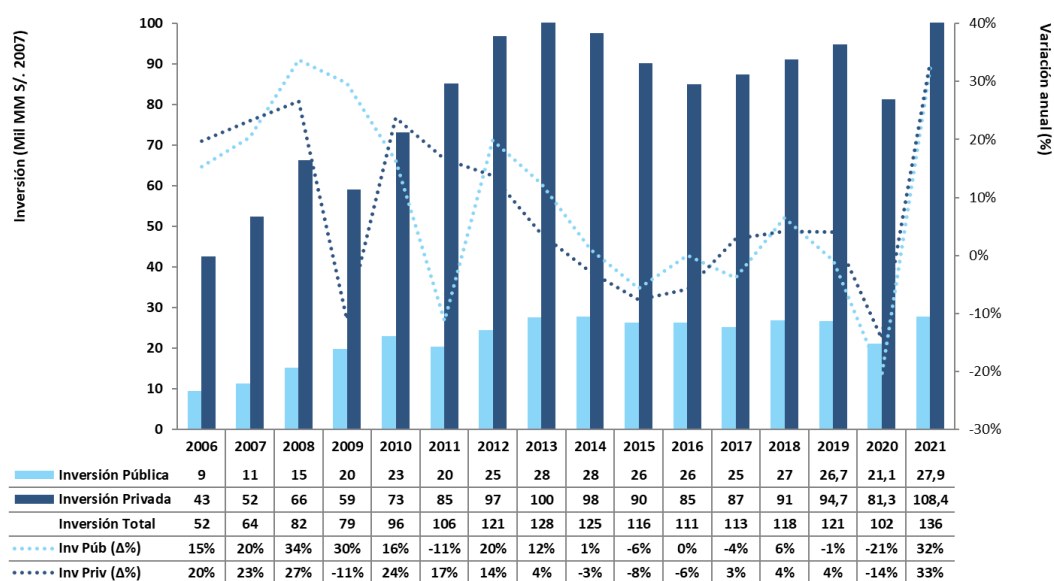
9.1.2 Inversión Pública y Privada

En el año 2021 la inversión nacional total alcanzó un valor de 136,3 mil millones de Soles, cifra mayor en 33% respecto al año anterior.

Del valor antes indicado, 108,4 mil millones de Soles correspondió a la inversión privada y 27,9 mil millones de Soles a la inversión pública, representando el 80% y 20% de la inversión nacional, respectivamente. Asimismo, la inversión privada fue 33% mayor y la inversión pública fue 32% mayor respecto al año anterior.

Cabe señalar, que a lo largo del horizonte de análisis, tanto las inversiones privadas como públicas han mostrado tasas de crecimiento positivas y negativas, con un crecimiento promedio anual de 8% y 9%, respectivamente.

Ilustración 92: EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN PÚBLICO-PRIVADA



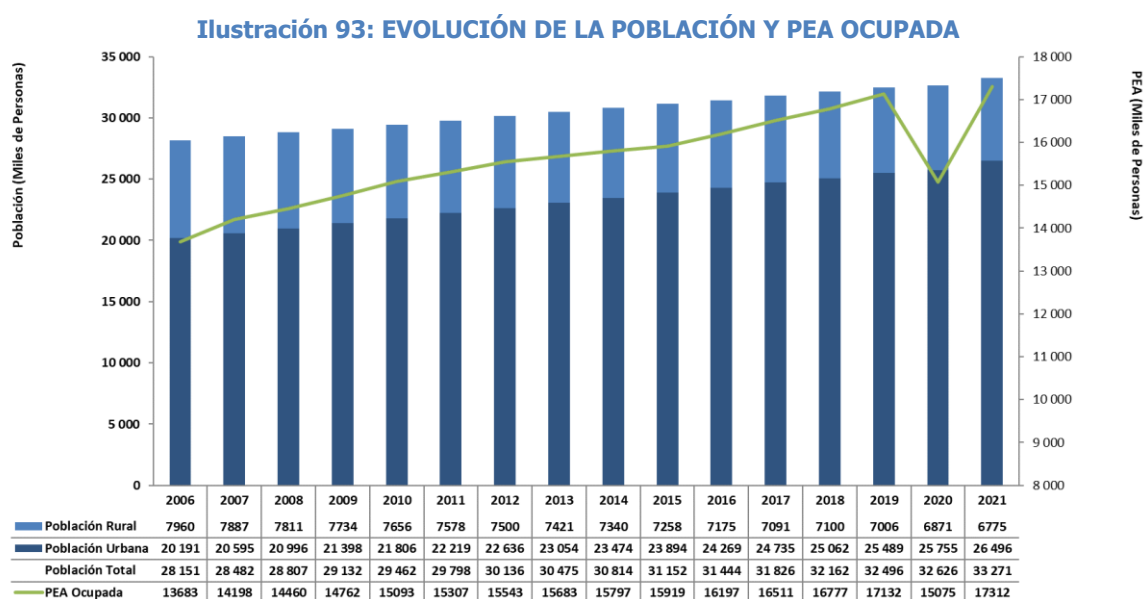
Fuente: Elaboración Propia / INEI

9.1.3 Población Urbano-Rural y PEA Ocupada

Para el año 2021 la población total a nivel nacional fue de 33 271 miles de habitantes, de los cuales 26 496 miles son población urbana y 6 775 miles población rural.

Durante el periodo de análisis, la población urbana ha mostrado una tendencia creciente a una tasa media anual de 1,8%; al contrario de la población rural, que ha mostrado una tendencia decreciente a una tasa de 1,1%.

Por otro lado, en el 2021, la Población Economicamente Activa (PEA) ocupada fue de 17 312 miles de habitantes, siendo 14,8% mayor al registrado el año anterior. Este indicador ha mostrado una tasa media anual de crecimiento de 1,7%, entre el periodo del año 2005 al 2021.



Fuente: Elaboración Propia / INEI

9.1.4 PBI Energético

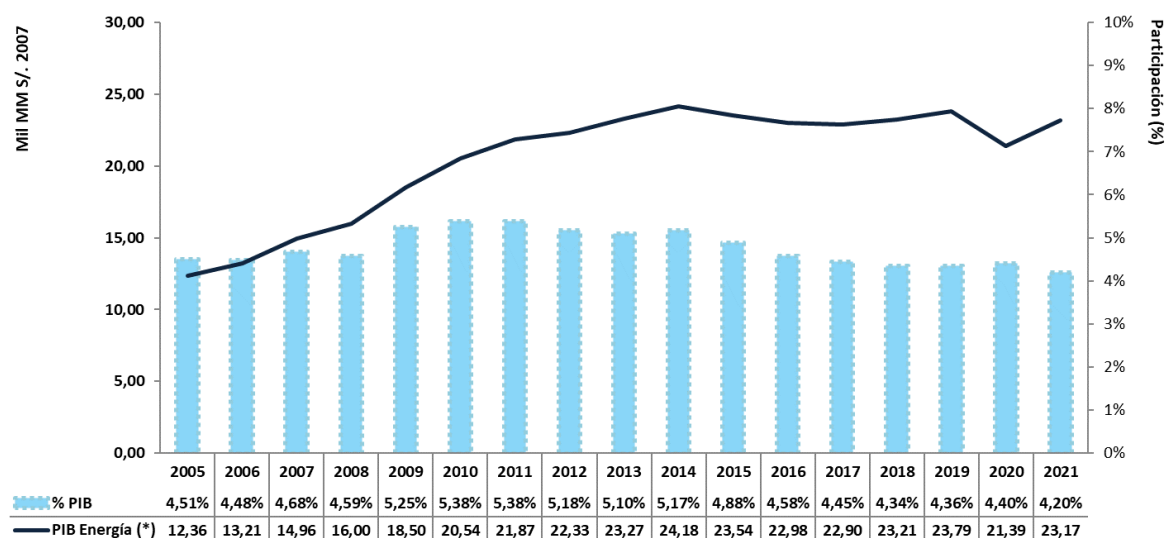
Desde el año 2006 hasta la actualidad, la actividad económica del sector energía¹⁰ ha presentado tasas de crecimiento positivas con una variación promedio anual de 3,8%.

En caso del año 2021, la actividad económica del sector alcanzó un valor de 23,2 mil millones de soles a precios constantes de 2007, representando un crecimiento de 8,3% en relación al año 2020.

Al respecto, el aporte de dicho sector al PBI nacional fue menor en relación al año anterior, pasando de 4,40% a 4,20%.

¹⁰ Con la finalidad de contar con una variable macroeconómica que represente el nivel de actividad del sector energía (Electricidad, Gas, Hidrocarburos y biomasa), se construyó el PBI energético a partir de la información sectorial otorgada por el INEI. Esta variable se mide en soles a precios constantes del 2007.

Ilustración 94: PBI ENERGÍA



Fuente: Elaboración Propia / INEI

(*) Electricidad, Gas, Hidrocarburos y Biomasa

9.2 INDICADORES ENERGÉTICOS

9.2.1 Intensidad Energética

La intensidad energética (IE) es la relación entre la energía consumida por unidad de producto interno bruto de una economía. Este es obtenido al dividir la cantidad de fuentes energéticas consumida por los diversos sectores económicos y el valor del PBI.

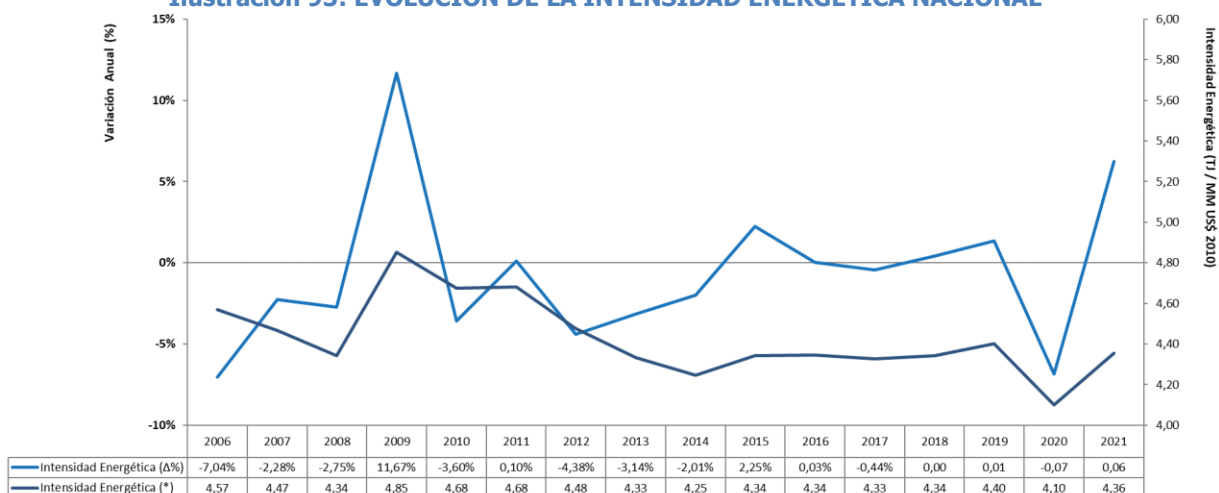
Por otro lado, la IE ha sido considerada, tradicionalmente, como un indicador macroeconómico de eficiencia energética; sin embargo, dicha premisa no es del todo correcta ya que ello implicaría que todas aquellas economías con baja IE estarían contando con altos niveles de eficiencia energética. Por lo tanto, no es correcto afirmar que los aumentos o reducciones de la IE son determinadas únicamente por variaciones en la eficiencia de un país, ya sea por: mejoras tecnológicas, mejoras en los hábitos de consumo, mejoras en las políticas públicas referidas a la eficiencia o en buenas prácticas; sino que también dicho indicador está determinado por otros factores, tales como: la estructura de la economía; tamaño del país; tipo de clima y la devaluación del tipo de cambio.

Asimismo, dado que este indicador relaciona la energía y la producción nacional de bienes y servicios, el cálculo de la cantidad de fuentes energéticas antes mencionada corresponde a la suma del consumo final de energía a nivel nacional y el consumo de la actividad denominada Bunker.

Como resultado, en el año 2021, la IE fue 4,36 TJ/MM US\$ (dólares del año 2010). Es decir, que se consumió 4,36 TJ de energía para producir 1 millón de US\$ del PBI. Este valor fue 6,3% mayor al registrado el año anterior.

Cabe precisar, que entre el año 2006 y 2021, el valor de IE presentó una reducción significativa, de 4,57 a 4,36 TJ/MM US\$ (dólares del año 2010), decreciendo a una tasa media anual de 0,8%. Asimismo, entre el año 2008 y 2009 se redujo la tasa de crecimiento del PBI producto de la crisis financiera internacional que impactó la actividad económica en el país. En ese sentido, existen diversos factores asociados a las mejoras de eficiencia energética que han contribuido a la reducción de este indicador, tales como: el uso de equipos energéticos más eficientes (realizan el mismo trabajo con menos energía), el consumo de fuentes energéticas más eficientes, la disminución de pérdidas en los centros de transformación de energía, disminución de pérdidas en el transporte y distribución de energía hasta el consumidor final, entre otros.

Ilustración 95: EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA NACIONAL

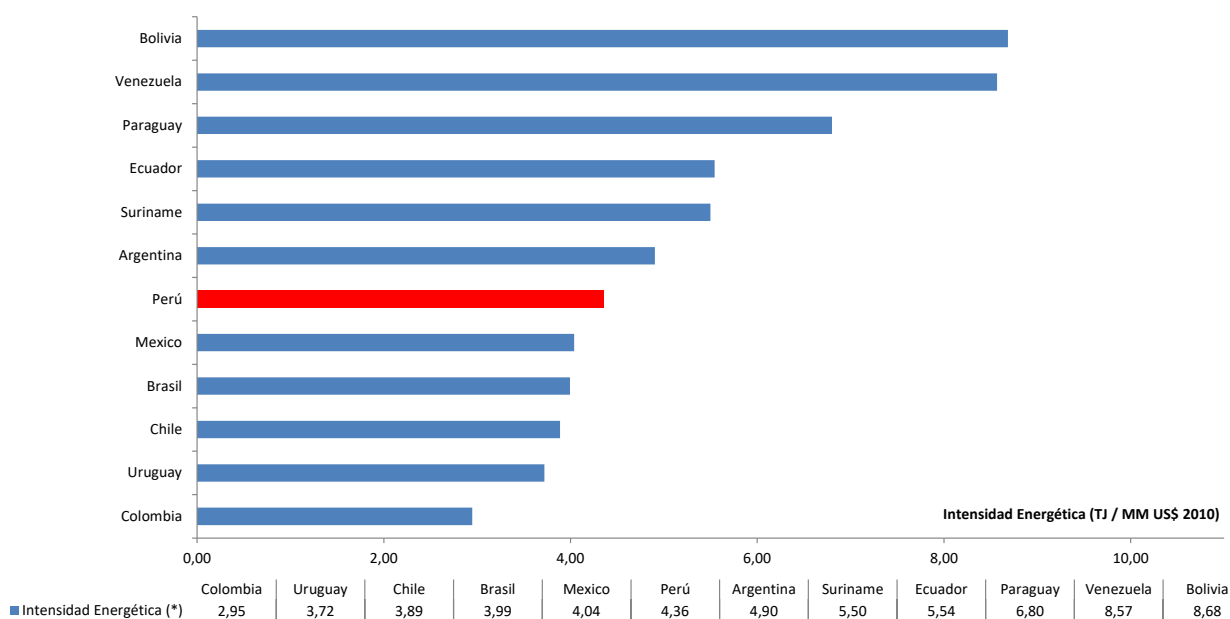


Fuente: Elaboración Propia / BM

(*) Total de energía consumida entre el PBI nacional expresado en MM US\$ de 2010

En comparación a otros países de la región, y en base a información disponible al 2021, el nivel de intensidad energética del Perú es menor con respecto a lo registrado en países como, Bolivia, Venezuela, Paraguay, Ecuador, Argentina y Surinam.

Ilustración 96: INTENSIDAD ENERGÉTICA AMERICA LÁTINA Y MÉXICO



Fuente: Elaboración Propia / BM - OLADE

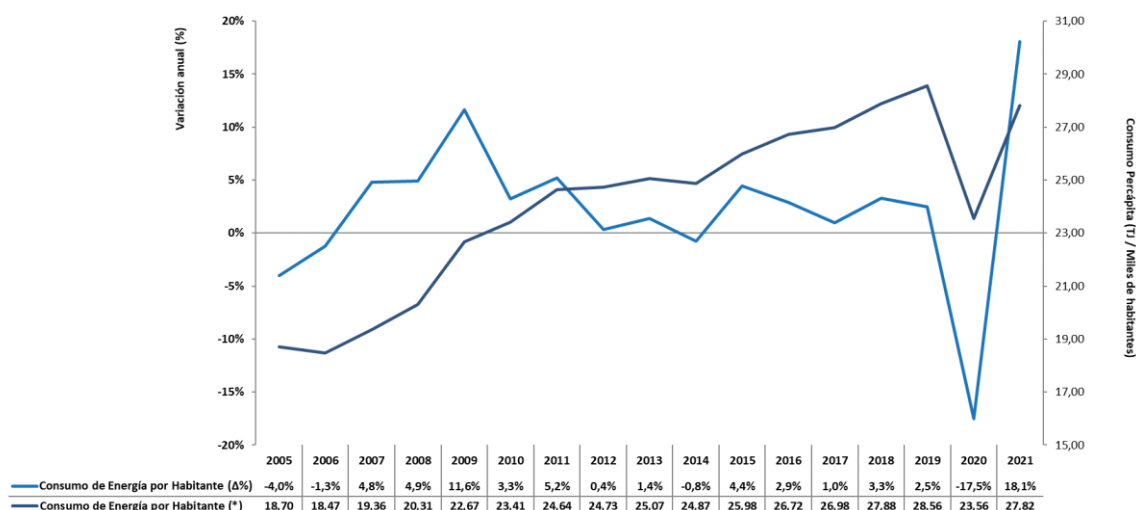
(*) Total de Energía Consumida entre el PBI Nacional expresado en MM US\$ de 2010.

9.2.2 Consumo de Energía Per Cápita

En el año 2021 el consumo de energía fue de 27,82 TJ por cada mil habitantes, cifra mayor en 18,1% respecto al año anterior. Para este indicador se consideró el consumo de las fuentes energéticas por parte de los diversos sectores que generan bienes y servicios, razón por la cual se incluyó además del consumo final, el correspondiente a la actividad Bunker.

Por otro lado, este indicador ha mostrado una tendencia creciente durante el periodo del 2006 al 2021, a una tasa media anual de 2,5%.

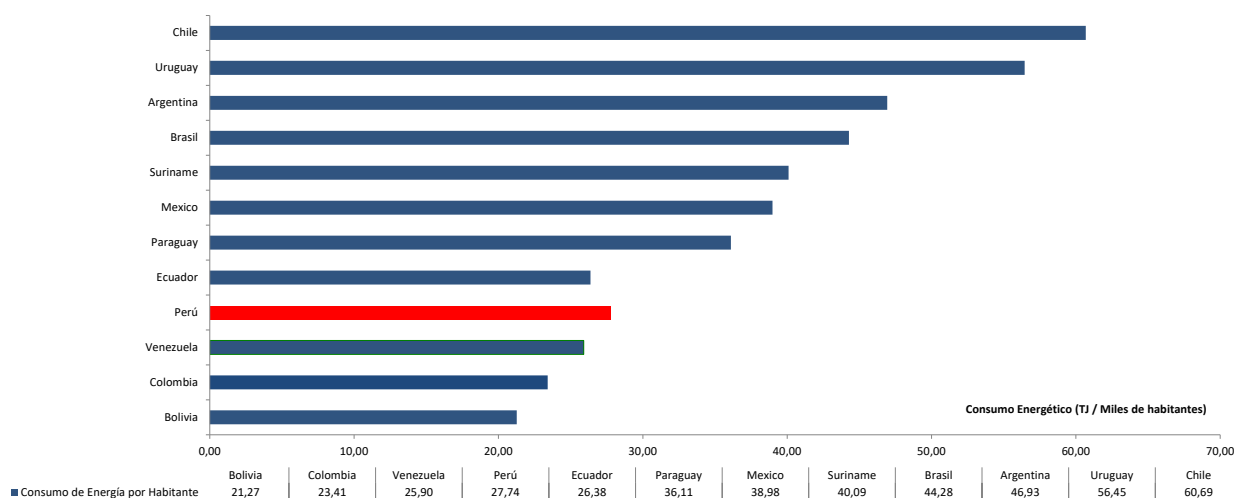
Ilustración 97: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA PER CÁPITA



Fuente: Elaboración Propia / INEI

En términos comparativos, y en base a información disponible al 2021, el consumo per cápita de Perú fue menor en relación a lo alcanzado por países como Chile, Uruguay, Argentina, Brasil, Suriname, México, Paraguay, Ecuador y Venezuela. No obstante, dicho consumo fue mayor a lo registrado para Colombia y Bolivia.

Ilustración 98: CONSUMO PER CÁPITA AMÉRICA LATINA Y MÉXICO



Fuente: Elaboración Propia / CEPAL - OLADE

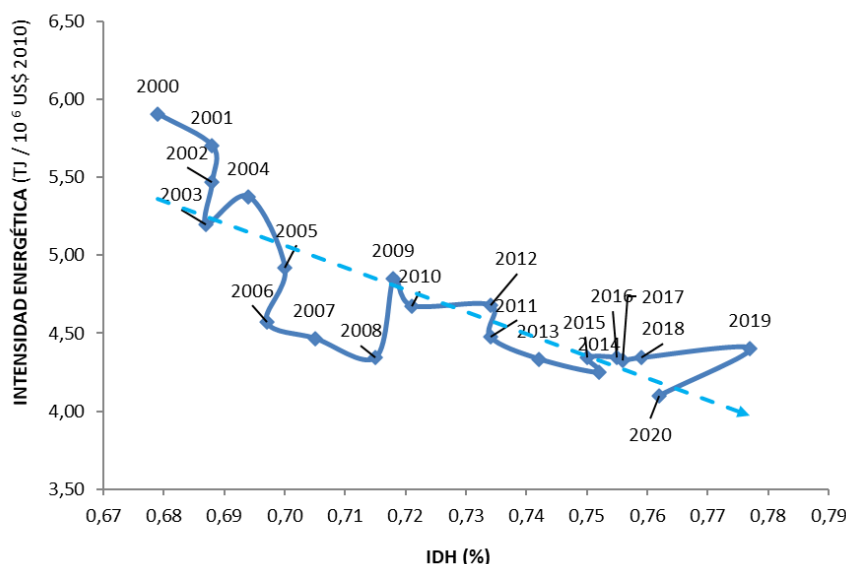
9.2.3 Índice de Desarrollo Humano vs Intensidad Energética

Durante el periodo comprendido entre el año 2000 - 2020, se observa una relación inversa entre la IE y el Índice de Desarrollo Humano (IDH). En ese sentido, El IDH es creado por el PNUD, se centra en tres dimensiones básicas del desarrollo humano: la capacidad de tener una vida larga y saludable, la capacidad de adquirir conocimientos y la capacidad de lograr un nivel de vida digno.

El IDH ha tenido una caída de 1,9% en el último año; pero de forma histórica ha aumentado progresivamente, pasando de 0,68 en el año 2000 a 0,76 en el año 2020, lo cual representa un crecimiento acumulado de 12,2%, con una variación anualizada de 0,6%, esto como consecuencia de la mejora en los indicadores que componen

el índice¹¹. Asimismo, se puede observar la relación inversa presente en la intensidad energética e IDH, que se ve fortalecida por el aumento en el uso de las energías provenientes de fuentes comerciales (en comparación con otras fuentes como leña, bosta y yareta, entre otros) más limpias, disminuyendo así los efectos dañinos de la combustión de las fuentes tradicionales sobre la salud de las personas.

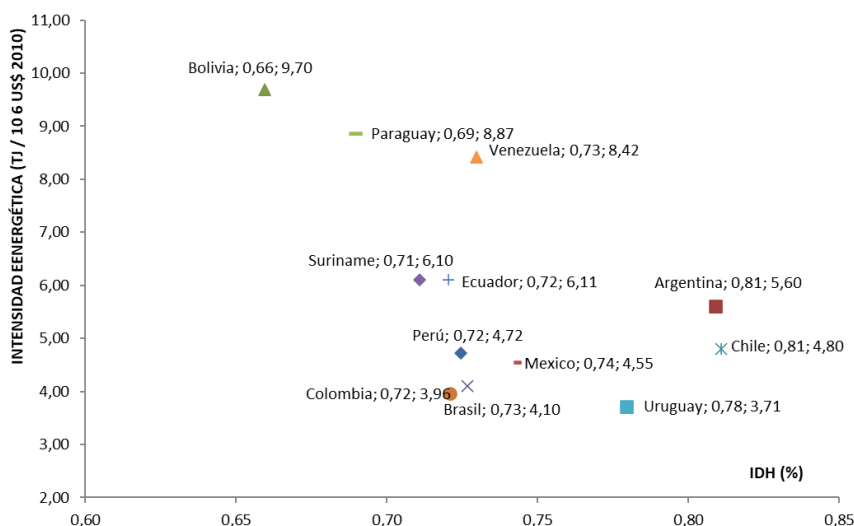
Ilustración 99: IDH VS IE



Fuente: Elaboración Propia / CEPAL-PNUD

A nivel regional, la relación inversa se mantiene entre la IE y el IDH para los países de América Latina y México, considerando el promedio anual del periodo de análisis 2000-2020. En particular, Bolivia presenta la mayor IE de la región (9.70 Tj/MM US\$ 2010) y menor IDH (0,66); mientras que Chile y Uruguay muestran los mejores resultados para estos indicadores.

Ilustración 100: IDH VS IE PARA AMERICA LATINA Y MEXICO



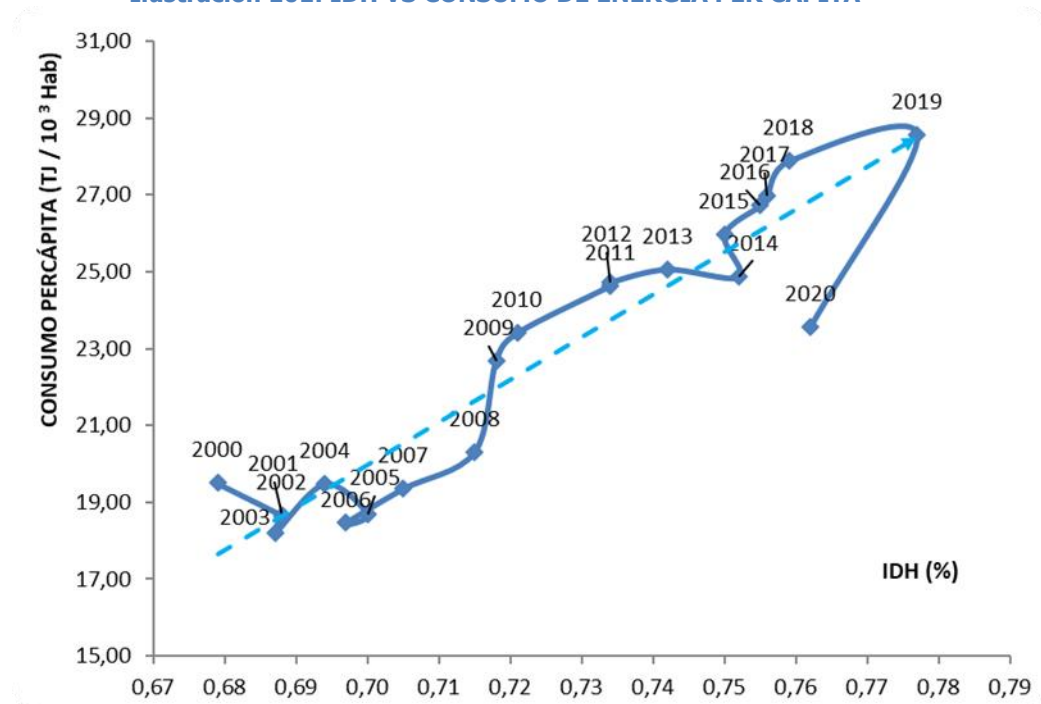
Fuente: Elaboración Propia / CEPAL, OLADE, PNUD

¹¹ El IDH es un indicador social estadístico

9.2.4 Índice de Desarrollo Humano vs Consumo de Energía Per Cápita

Durante el periodo comprendido entre el año 2000 - 2020, se observa una relación positiva entre el consumo energético per-cápita y el Índice de Desarrollo Humano (IDH) de la economía peruana.

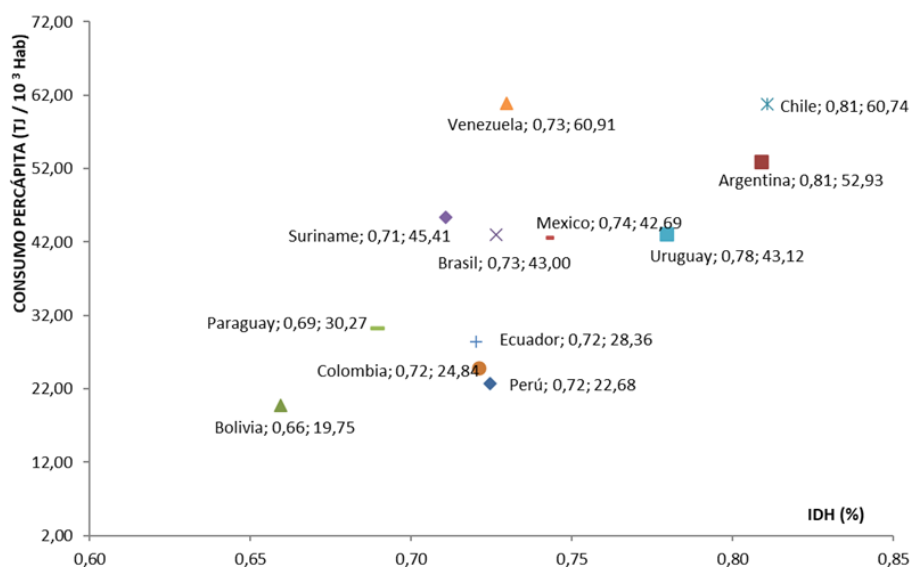
Ilustración 101: IDH VS CONSUMO DE ENERGÍA PER CÁPITA



Fuente: Elaboración Propia / CEPAL-PNUD

A nivel regional, se mantiene la relación directa entre el Consumo de Energía per cápita y el IDH para los países de América Latina y México, considerando el promedio anual del periodo de análisis 2000-2020. En particular, Bolivia presenta el menor Consumo per cápita de la región (19,75 TJ/Mil Habitante) y menor IDH (0,66); mientras que Chile registra los mejores resultados para estos indicadores.

Ilustración 102: IDH VS CONSUMO DE ENERGÍA PER CÁPITA PARA AMERICA LATINA Y MEXICO



Fuente: Elaboración Propia / CEPAL, OLADE, PNUD

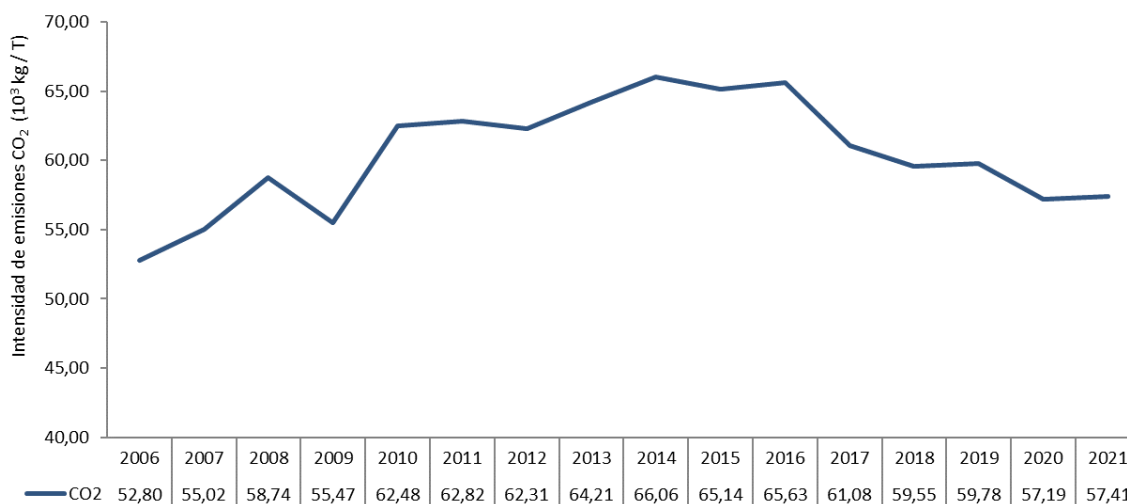
9.3 INDICADORES AMBIENTALES

9.3.1 Emisiones de CO₂ por consumo final de energía

En el año 2021 el nivel de emisiones de CO₂ por cada unidad de consumo final de energía fue de 57,41 x10³ kg por TJ. Es preciso señalar que, desde el año 2017 se excluye al bunker del consumo final de energía.

En la siguiente ilustración se muestra la evolución de este indicador dentro del periodo de análisis, y se puede observar que los últimos años se ha venido ralentizando el crecimiento de este indicador.

Ilustración 103: EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD DEL CARBONO EN EL CONSUMO FINAL

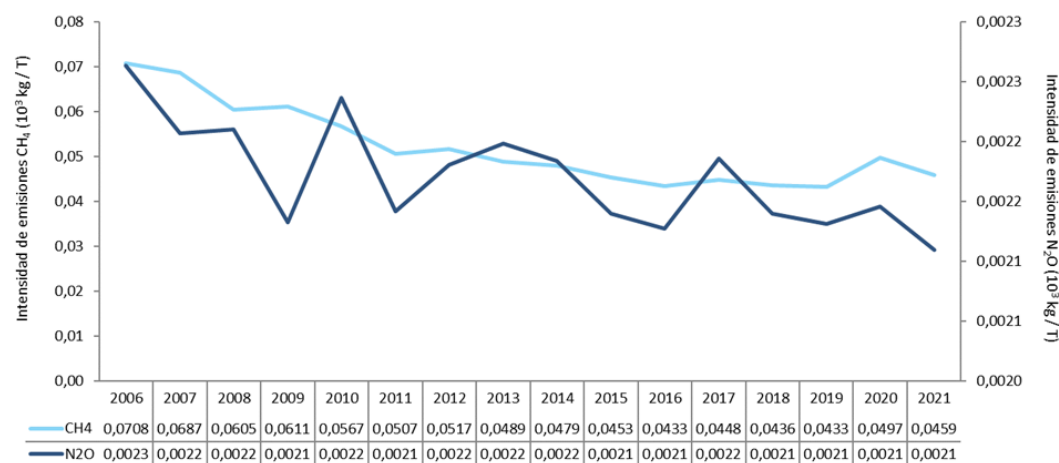


Nota: A partir del 2017, este indicador excluye el consumo de bunker en su estimación.
Fuente: Elaboración Propia

9.3.2 Emisiones de CH₄ y N₂O por consumo final de energía

En el periodo de 2006 al 2021, la evolución de las emisiones de CH₄ y N₂O en relación al nivel de consumo final muestran una tendencia decreciente en el nivel de emisiones por energía consumida, alcanzando un nivel de 0,0459 y 0,0021 x 10³ kg por TJ al 2021 para el CH₄ y N₂O, respectivamente. Es preciso señalar que, el incremento en el año 2021 se debió principalmente a un mayor consumo de leña en el sector residencial.

Ilustración 104: EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD DEL CH₄ - NO_x EN EL CONSUMO FINAL



Nota: A partir del año 2017, este indicador excluye el consumo de bunker en su estimación.
Fuente: Elaboración Propia

X

BALANCES ESPECÍFICOS POR ENERGÉTICOS



X. BALANCES ESPECÍFICOS POR ENERGÉTICO

10.1 BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para el consumidor final, la energía eléctrica es una fuente de energía secundaria esencial para realizar sus actividades económicas, y es utilizada mediante equipos eléctricos y electrónicos, para obtener principalmente calor/frío, fuerza motriz, iluminación, incluyendo accionamiento y control de dichos equipos.

Esta fuente secundaria se produce en centros de transformación constituidos por centrales eléctricas de diversas tecnologías. El tipo de central depende en primer lugar del tipo de fuente energética principal que utiliza para producir electricidad, y luego de la tecnología aplicada para el proceso de producción.

En ese sentido, la energía eléctrica es una fuente secundaria obtenida a partir de otras fuentes secundarias y también de fuentes primarias.

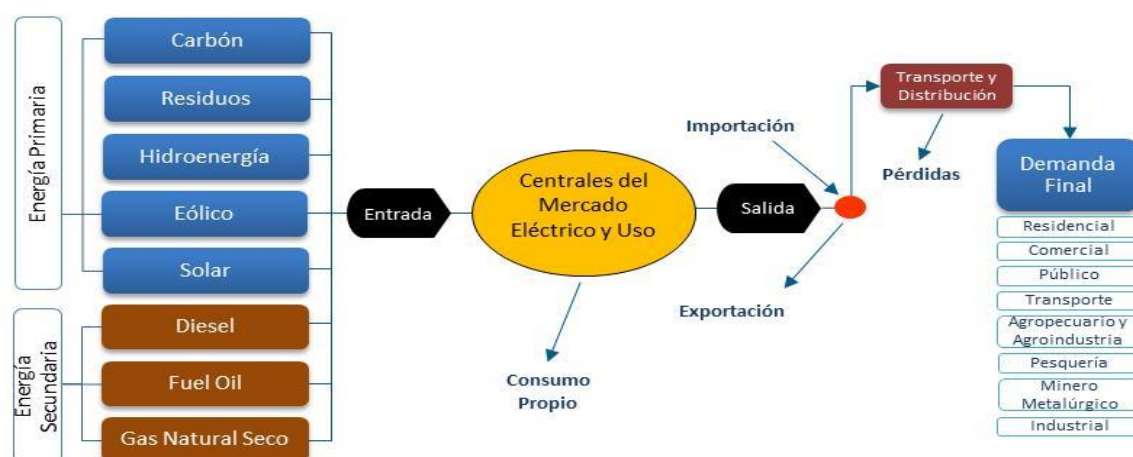
Cabe señalar, que el balance de energía eléctrica, se elaboró en base a información proporcionada por la Dirección General de Electricidad del MINEM, a la que se le adicionó información complementaria elaborada por esta Dirección General, obtenida mediante encuestas a entidades y empresas que emplean recursos no convencionales (biomasa y sistemas fotovoltaicos).

10.1.1 Esquema Energético

En el siguiente esquema se muestra flujo de la cadena de energía eléctrica, desde la entrada de las fuentes energéticas hasta el consumidor final.

Al respecto, se observa la entrada de fuentes de energía primaria, que son actualmente la hidroenergía, las energías eólica y solar, el carbón (mineral), y finalmente residuos de biomasa (bagazo, biogás). En esta entrada están también las fuentes de energía secundaria, que se refiere a diversos productos o derivados de los hidrocarburos, como son el gas natural seco, diésel, y fuel oil.

Ilustración 105: ESQUEMA DE LA CADENA DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Fuente: Elaboración Propia

Las centrales eléctricas que transforman las fuentes antes mencionadas, generan la electricidad tanto para el mercado eléctrico como para uso propio, es decir, que el primero es conformado por centrales de empresas de generación eléctrica, que destinan la producción a la venta de electricidad, y el segundo corresponde a centrales pertenecientes a industrias que producen su propia electricidad para toda o una parte de sus actividades económicas. Cabe precisar, que la instalación de estas centrales de generación eléctrica tiene un consumo propio de electricidad para su funcionamiento.

A la salida de la cadena, se observa la línea que representa a las redes de transmisión y distribución que permiten fluir la electricidad hasta el consumidor final. Al respecto, se debe tener en cuenta que se dispone de redes de transmisión para importar o exportar electricidad con el país del Ecuador. Asimismo, existen pérdidas eléctricas en el proceso de transporte y distribución, que puede ser técnicas por las características físicas del flujo de electricidad, y además no técnicas, al final de las redes de distribución, cuando existen casos de conexiones clandestinas con consecuentes errores en el registro real del consumo final.

10.1.2 Transformación de fuentes de energía a electricidad

10.1.2.1 Infraestructura de transformación para la generación de electricidad

En la siguiente tabla se muestran las principales tecnologías que forman parte del parque de generación eléctrica a fines de año 2021.

Tabla 28: TECNOLOGÍAS UTILIZADAS PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Central	Tecnología
Centrales Hidroeléctricas	Con embalse
	De pasada convencionales
	RER (menores a 20 MW)
Centrales Solares	Fotovoltaicas
Centrales Eólicas	Aerogeneradores
Centrales Térmicas	Turbinas a Vapor (TV)
	Motores de Combustión Interna
	Turbinas a Gas (TG)
	Ciclos Combinados (combinación TG y TV)

Fuente: Elaboración Propia

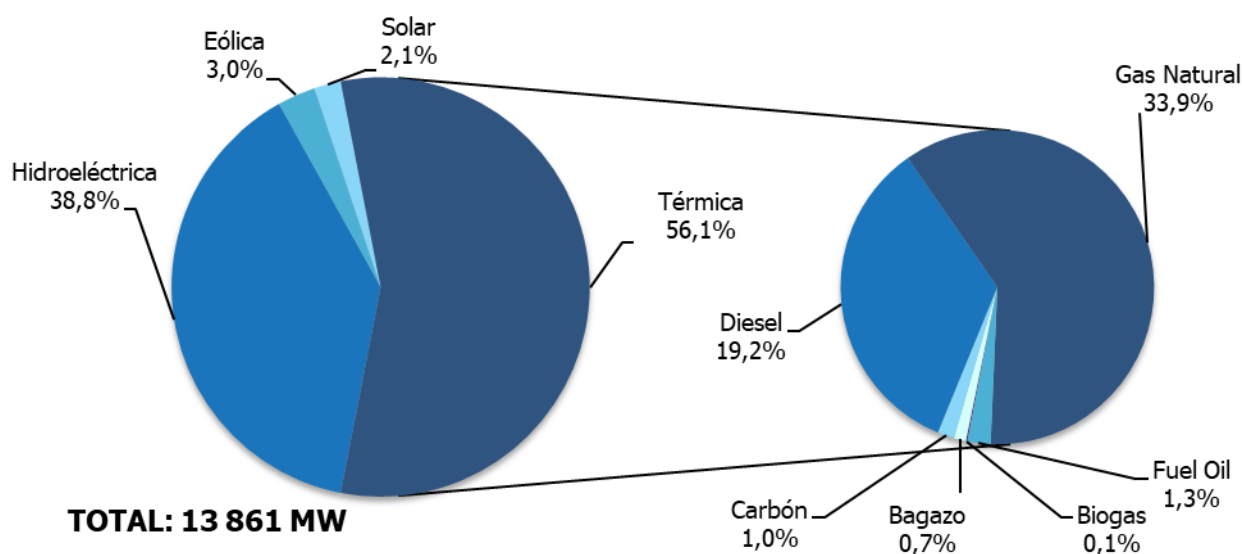
La capacidad instalada del parque de generación eléctrica es 15 340 MW, donde el 90,4% son centrales del mercado eléctrico, y 9,6% de uso propio. De esta capacidad, las tecnologías con mayor participación son las térmicas (termoeléctricas) y luego las hidroeléctricas, con 59,5% y 35,9%, respectivamente. En el caso de las centrales renovables convencionales, la mayor participación es de las eólicas y solares, con el 2,7% y 1,9% respectivamente.

**Tabla 29: POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA 2021
(UNIDAD: MW)**

Recurso	Mercado Eléctrico		Uso propio		Total	
	Cantidad	Part ,	Cantidad	Part ,	Cantidad	Part ,
Centrales Hidroeléctricas	5 383,9	38,8%	129,9	8,8%	5 513,8	35,9%
Centrales Eólicas	409,0	3,0%	0,0	0,0%	409,0	2,7%
Centrales Solares	286,5	2,1%	0,0	0,0%	286,5	1,9%
Centrales Térmicas	7 781,6	56,1%	1 349,5	91,2%	9 131,0	59,5%
TOTAL	13 861,0	100,0%	1 479,4	100,0%	15 340,3	100,0%
	90,4%		9,6%			

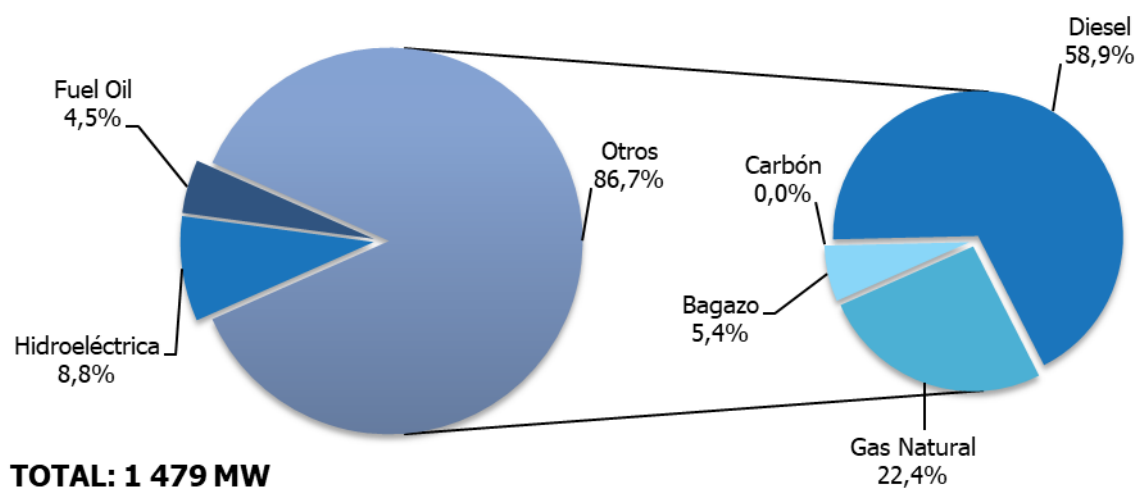
Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

En el mercado eléctrico, la mayor participación corresponde a las centrales térmicas con el 56,1% del total, compuesto principalmente por centrales que utilizan gas natural (33,9%) y diésel (19,2%).

Ilustración 106: PARTICIPACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y FUENTES EN LA POTENCIA INSTALADA - MERCADO ELÉCTRICO

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

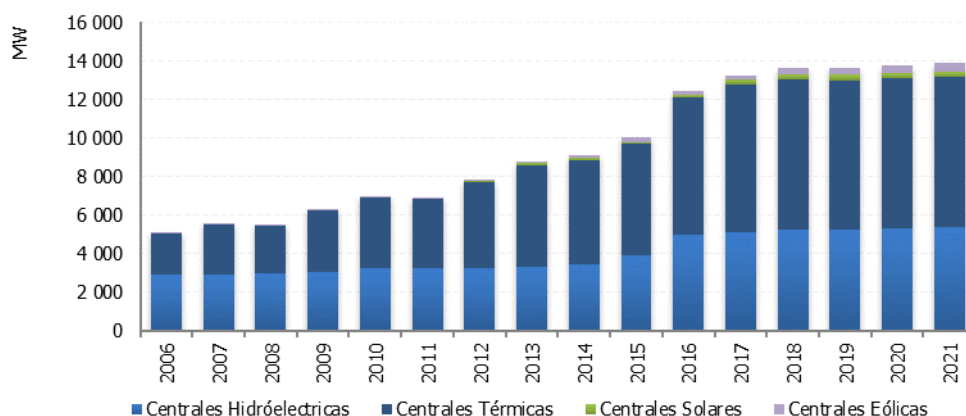
En el caso de centrales eléctricas para uso propio, casi la totalidad son centrales térmicas con una participación del 91,2%, compuesto principalmente por centrales que utilizan el diésel (58,9%) y gas natural (22,4%).

Ilustración 107: PARTICIPACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y FUENTES EN LA POTENCIA INSTALADA - USO PROPIO

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

En relación a la evaluación histórica, se observa a partir del año 2005 un crecimiento intensivo de centrales térmicas, debido al inicio de explotación y producción del gas de Camisea, y su utilización a través de centrales termoeléctricas de ciclo simple y ciclo combinado. Además, a esto se suma las centrales térmicas duales asociadas a la reserva fría (CT RF Ilo) y al nodo energético del Sur (NES Puerto Ilo y Puerto Bravo), las cuales podrán operar a gas natural de disponer de este recurso con la construcción del proyecto Sistema Integrado de Transporte de Gas Natural (SIT Gas Natural), anteriormente llamado GSP.

En el caso de las centrales hidroeléctricas, es apreciable un mediano crecimiento en los últimos años, siendo los proyectos más representativos en ingresar las Centrales Hidráulicas Cerro del Águila y Chaglla.

Ilustración 108: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA - MERCADO ELÉCTRICO

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

Ilustración 109: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA - USO PROPIO

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

Se observa un ligero incremento de la potencia instalada del mercado eléctrico en el 2021 respecto al año anterior, debido a la puesta en operación de nuevas centrales y unidades de generación, entre las que se encuentran: Central Hidroeléctrica La Virgen (94 MW) y Central Térmica Tallanca (19 MW).

10.1.2.2 Fuentes de energía primaria para la producción de electricidad

La energía primaria que más se utilizó para la generación de electricidad fue la hidroenergía, con un 84,2% de participación; predominancia que es similar en el mercado eléctrico con el 89,2%. Esta información se muestra en las siguientes tablas con las cantidades de fuentes primarias utilizadas en sus unidades originales y en sus valores equivalentes en unidad de Terajoules.

Tabla 30: ENERGÍA PRIMARIA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (UNIDADES ORIGINALES)

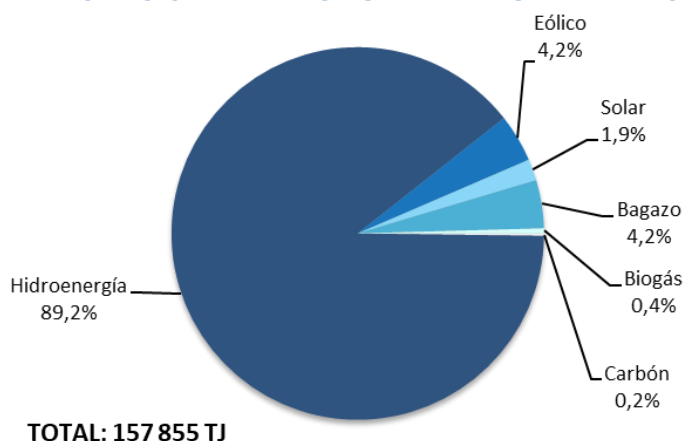
Recurso	Unidad	Mercado Eléctrico	Uso propio	Total
Carbón	10 ³ ton	10,5	147,3	157,7
Hidroenergía	GWh	39 117,0	790,1	39 907,1
Eólico	GWh	1 822,6		1 822,6
Solar	GWh	817,8	70,0	887,9
Bagazo	10 ³ ton	1 048,7	828,4	1 877,2
Biogás	10 ⁶ pc	1 685,6		1 685,6

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 31: ENERGÍA PRIMARIA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (UNIDAD: TJ)

Recurso	Mercado Eléctrico		Uso propio		Total	
	Cantidad	Part,	Cantidad	Part,	Cantidad	Part,
Carbón	319,8	0,2%	4 498,2	35,3%	4 818,0	2,8%
Hidroenergía	140 752,4	89,2%	2 842,9	22,2%	143 595,3	84,1%
Eólico	6 558,1	4,2%		0,0%	6 558,1	3,8%
Solar	2 942,8	1,9%	252,0	2,0%	3 194,8	1,9%
Bagazo	6 581,8	4,2%	5 199,2	40,6%	11 781,0	6,9%
Biogás	699,8	0,4%		0,0%	699,8	0,4%
TOTAL	157 854,7	100,0%	12 792,3	100,0%	170 647,0	100,0%

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 110: PARTICIPACIÓN DE ENERGÍAS PRIMARIAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO

Fuente: Elaboración Propia

Carbón Mineral

El uso del carbón mineral como fuente de energía primaria para la generación de electricidad en el mercado eléctrico, se inició en el año 2000 con la entrada en operación de la Central Térmica a Vapor Ilo 2 de 140 MW de capacidad efectiva y de actual propiedad de la empresa ENGIE Energía Perú S.A. La central se localiza en el sur del país y suministra de energía eléctrica al mercado eléctrico, es la única planta a carbón bituminoso disponible en el SEIN.

Además de ENGIE, existen otras dos empresas autoprodutores que utilizan carbón antracita para generar energía eléctrica destinado a su uso propio. Estas empresas son: Agro Industrial Casa Grande S.A. y Trupal S.A., las cuales iniciaron operaciones en el 2010.

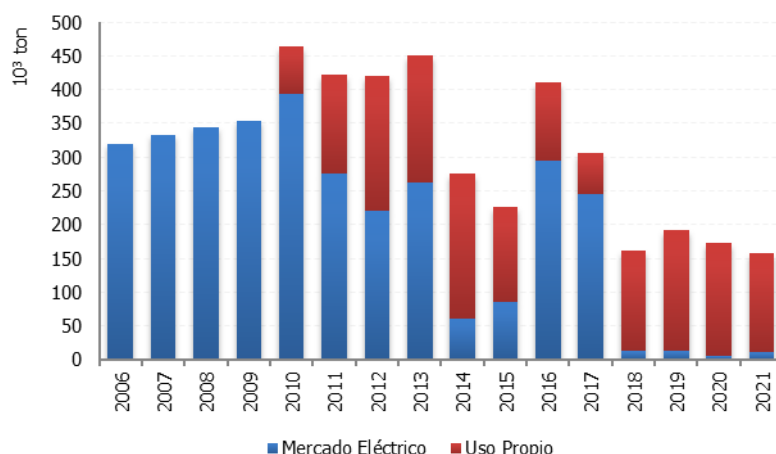
En el siguiente cuadro se muestra la evolución del consumo del carbón mineral para la generación eléctrica, tanto para el mercado eléctrico como uso propio, en la que se observa un crecimiento sostenido hasta el 2010, para luego descender. Este comportamiento se debió principalmente al mayor despacho de las centrales a gas natural en la zona centro del país y a la entrada en operación de nuevos enlaces de interconexión entre el centro y sur del sistema.

En el periodo 2016-2017 se presentó un incremento del consumo carbón en la C. T. Ilo 2 en el SEIN, debido a la congestión en el sistema de transmisión en el enlace centro-sur.

A finales del 2017 ingresó en operación de la línea de 500 KV Mantaro (Colcabamba) - Marcona (Poroma) – Socabaya (Yarabamba) – Montalvo (proyecto MAMO), que permitió transferencias desde el Centro hacia el Sur hasta 1500 MW. Es por ello, que se puede observar en el año 2018 una reducción del 94,4% en el consumo de carbón mineral para el mercado eléctrico, respecto al año 2017.

En el año 2021 se observa un incremento respecto al 2020, de 90% en el consumo de carbón para la generación eléctrica en centrales del mercado eléctrico. Del mismo modo, en centrales de generación para uso propio, se observa una reducción del 12%, compuesto principalmente por centrales de cogeneración en el sector agroindustrial que utilizan el carbón como combustible complementario al bagazo.

Ilustración 111: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE CARBÓN MINERAL PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD
(UNIDAD: 10³ ton)



Fuente: Elaboración Propia / / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

Bagazo

El bagazo es el residuo agroindustrial de mayor uso en el país, obtenido después de moler la caña, y es aprovechado para generar vapor por aquellas empresas que disponen de esta fuente de energía primaria (empresas azucareras y plantas de alcohol carburante).

En algunos casos, el vapor generado a partir del bagazo sirve tanto, para la producir electricidad mediante sistemas de cogeneración (que incluyen unidades termoeléctricas), como para atender las demandas térmicas de la planta. En ese sentido, existen unidades que generan para uso propio o el mercado eléctrico, entre los cuales se encuentran algunos proyectos que se adjudicaron mediante subastas de suministro de electricidad RER.

En la siguiente tabla se muestra la producción eléctrica en el 2021 de las centrales termoeléctricas que usan bagazo.

Tabla 32: CENTRALES TÉRMICAS QUE USAN BAGAZO – MERCADO ELÉCTRICO

Empresa	Central	Ubicación	Producción		Potencia Instalada	
			Cantidad (MWh)	Part.	Cantidad (MW)	Part.
Agro Industrial Paramonga S.A.A.	C.T. PARAMONGA	Lima	98 070	35%	23	24%
Agroaurora S.A.C.	C.T. AGROAURORA	Piura	54 887	20%	38	39%
Bionergía del Chira S.A.	C.T. CAÑA BRAVA	Piura	74 138	27%	14	15%
Empresa Agroindustrial San Jacinto	C.T. SAN JACINTO	Ancash	50 416	18%	22	23%
TOTAL			277 511	100,0%	96	100%

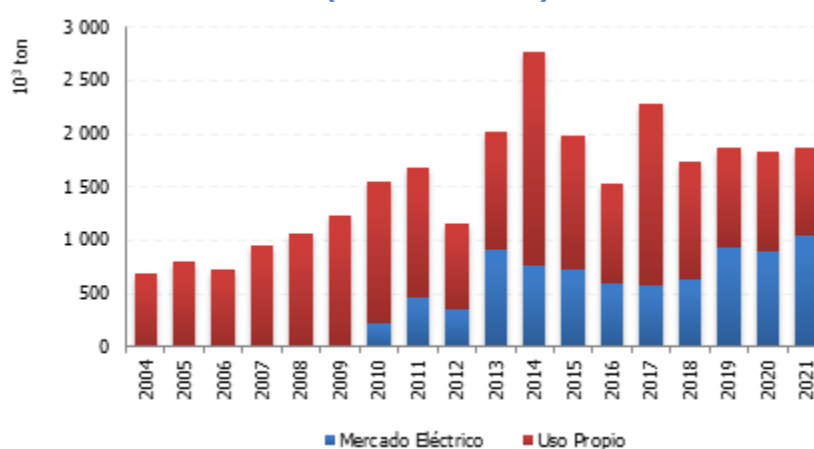
Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

Tabla 33: CENTRALES TÉRMICAS QUE USAN BAGAZO – USO PROPIO

Empresa	Central	Ubicación	Producción		Potencia Instalada	
			Cantidad (MWh)	Part.	Cantidad (MW)	Part.
Cartavio S.A.A.	C.T. CARTAVIO	La Libertad	57 671	44%	9,8	12%
Casa Grande S.A.A.	C.T. CASA GRANDE	La Libertad	41 878	32%	37	46%
Trupal S.A.	C.T. TRUPAL	La Libertad	3 256	2%	15	19%
Empresa Agroindustrial Laredo S.A.A.	C.T. TURBO GENERADOR 1-5	La Libertad	27 970	21%	18,5	23%
TOTAL			130 775	100%	80,3	100,0%

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

Las centrales de generación para uso propio representan una participación del 38,2% del total de producción eléctrica a partir del bagazo, entre ellas resaltan las empresas, Empresa Cartavio S.A.A. y Casa Grande S.A. Asimismo, la generación para el mercado eléctrico representa una participación del 61,8%, entre las empresas con mayor producción se encuentran Agro Industrial Paramonga S.A.A. y Bioenergía del Chira S.A.

Ilustración 112: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE BAGAZO PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD (UNIDAD: 10³ ton)

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

Cabe señalar que el uso del bagazo se intensificó en los últimos años para el Mercado Eléctrico, con la entrada en operación de las centrales: C.T. Paramonga de Agro Industrial Paramonga S.A., la C.T. Caña Brava de Bioenergía del Chira S.A., la C.T. Agroaurora de la empresa agropecuaria Agroaurora S.A.C y la C.T. San Jacinto de la empresa Agroindustrial San Jacinto.

Biogás

El biogás es un tipo de gas obtenido de desechos biomásicos fermentados (como el metano obtenido de rellenos sanitarios).

La generación de electricidad a partir del biogás de rellenos sanitarios, se inició en el 2011 con la operación de la C.T. Huaycoloro de 4,8 MW de potencia instalada, ampliándose el uso de esta fuente con el ingreso en el 2015 de C.T. La Gringa V de 3,2 MW de capacidad, y luego la CT Doña Catalina en el 2018. En el año 2020 ingresó en operación comercial la C.T.B. Callao de 2,4 MW.

La electricidad de estas centrales fue concebido para su venta al mercado eléctrico mediante su interconexión al SEIN, y todas ellas fueron proyectos que se adjudicaron por subastas de suministro RER.

A fines de 2021, las centrales termoeléctricas de biogás en operación, se muestran en la siguiente tabla.

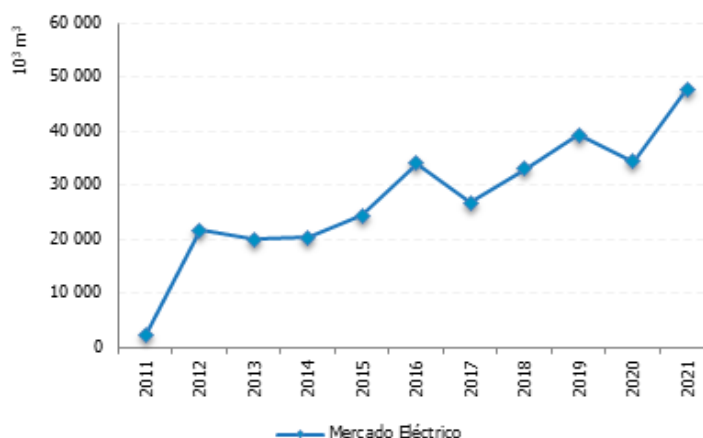
Tabla 34: CENTRALES TÉRMICAS QUE UTILIZAN EL BIOGÁS

Empresa	Central	Ubicación	Producción		Potencia instalada	
			Cantidad (MWh)	Part.	Cantidad (MW)	Part.
Petramas S.A.C.	C.T. LA GRINGA V	Lima	16 638	21%	3,2	25%
	C.T. DOÑA CATALINA	Lima	15 666	20%	2,4	19%
	C.T. HUAYCOLORO	Lima	32 583	41%	4,8	38%
	C.T.B. CALLAO	Lima	13 985	18%	2,4	19%
TOTAL			78 872	100%	12,8	100%

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

En cuanto a la producción de electricidad, en el 2021 se registró un incremento en el consumo de biogás de 39% respecto al año anterior.

Ilustración 113: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE BIOGÁS PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD (UNIDAD: 10^3 m^3)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

Hidroenergía

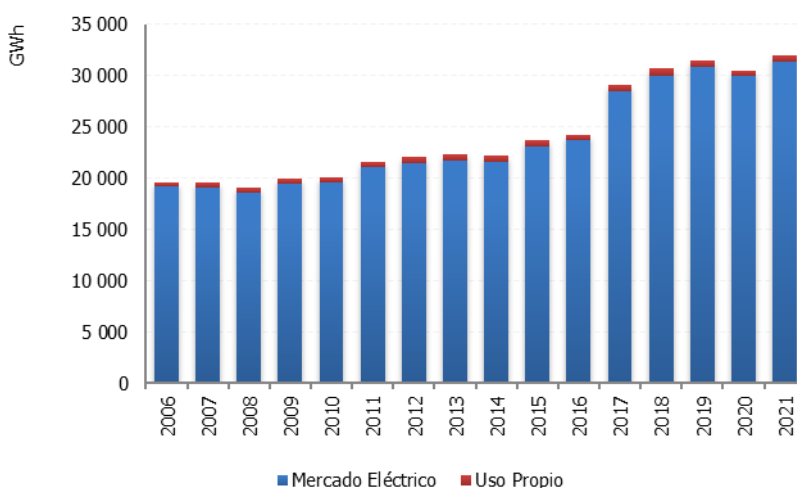
La hidroenergía es una energía cinética y potencial obtenida de la corriente de los ríos y saltos de agua, respectivamente. La fuerza que ofrece esta energía es transformada en electricidad por las centrales hidroeléctricas (el agua no es consumida).

Al respecto, el país presenta un gran potencial hidroeléctrico, confirmado por diversos estudios desarrollados, como el desarrollado por el convenio suscrito entre el MINEM y la CAF, además de otro Convenio en el MINEM y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Este último en particular, se desarrolló dentro del marco de un programa denominado PROSEMER, y que utilizó fondo del gobierno de Canadá para identificar el potencial hidroeléctrico y portafolio de proyectos hidroeléctricos en las cuencas hidrográficas de Apurímac, Madre de Dios, Purús, Grande, Chili, Tambo y Titicaca.

En ese sentido, los estudios recientes muestran que el potencial hidroeléctrico a nivel nacional asciende a 57 846 MW, de los cuales el 76,2% se concentra en la cuenca del Apurímac.

En el año 2021, la producción de electricidad mediante el uso de la hidroenergía fue de 31 926 GWh, que fue 4,6% mayor respecto al año anterior. De este total, el 98,0% se generó para el mercado eléctrico y el resto para uso propio. Asimismo, en el mercado eléctrico se registró una producción de 31 294 GWh y para uso propio la producción fue de 632 GWh.

Ilustración 114: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (UNIDAD: GWh)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

Solar

En el año 2012 se inició el aprovechamiento de la radiación de sol para generar electricidad a nivel de mercado eléctrico (conectado al SEIN), con la entrada en operación de las centrales solares: C.S. Tacna Solar y C.S. Moquegua FV, de 20 MW y 16 MW de potencia instalada, respectivamente.

Asimismo, en el año 2018 ingresaron las centrales C.S. Intipampa y C.S. Rubi con 40 MW y 145 MW de capacidad instalada, respectivamente. Como resultado, a fines de dicho periodo, todas las centrales eléctricas solares del mercado eléctrico en operación son de tipo fotovoltaica y suman un total de 284,5 MW.

Respecto a la producción de electricidad, en el año 2021, las centrales eléctricas solares produjeron 801 GWh en el mercado eléctrico. Dichas centrales fueron adjudicadas mediante subastas de suministro de electricidad RER, y se muestran en el siguiente tabla.

Tabla 35: CENTRALES SOLARES DEL MERCADO ELÉCTRICO

Central	Ubicación	Producción		Potencia instalada		Tecnología
		Cantidad (MWh)	Part.	Potencia (MW)	Part.	
RUBI	Moquegua	443 147,9	55,3%	144	50,3%	Cristalino-Seguidor
INTIPAMPA	Moquegua	108 633,4	13,6%	45	15,7%	Cristalino-Seguidor
MAJES SOLAR 20T	Arequipa	44 220,3	5,5%	20	7,0%	Thin-film-Fijo
REPARTICION	Arequipa	43 502,5	5,4%	20	7,0%	Thin-film-Fijo
MOQUEGUA FV	Moquegua	48 612,0	6,1%	16	5,6%	Cristalino-Seguidor
PANAMERICANA SOLAR	Moquegua	58 775,1	7,3%	20	7,0%	Cristalino-Seguidor
TACNA SOLAR	Tacna	53 570,4	6,7%	20	7,0%	Cristalino-Seguidor
YURACAY	Huara	977,5	0,1%	1,2	0,4%	Fijos (Híbrido solar y hidroeléctrica)
TOTAL		801 439,1	100,0%	286,2	100,0%	

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

La producción de electricidad con energía solar para el mercado eléctrico creció en 3% respecto al año anterior.

En ese sentido, del total producido, el 92% fue destinado al mercado eléctrico, mientras que el 6,8% restante fue para uso propio. En caso del mercado eléctrico incluye la producción a partir de sistemas aislados fotovoltaicos, y en uso propio se consideró la producción de electricidad de instalaciones particulares, estimadas a partir del registro de importación de módulos PV mayores a 45 Wp.

Ilustración 115: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CENTRALES SOLARES



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

Eólica

El uso del viento como fuente de energía primaria tuvo sus inicios hace muchos años en el país, pero fue de manera experimental, a través de las centrales eólicas: C.E. Marcona y C.E. Pto. Malabrigo cuyas capacidades instaladas en conjunto no superan los 0,7 MW.

Esta situación se modificó con el mecanismo de subastas de suministro de electricidad RER promovidas por el Estado, lográndose instalar del 2014 al 2021, 408,4 MW de capacidad instalada, siendo la C.E. Wayra la de mayor tamaño (132 MW), la cual fue instalada en el año 2018. Asimismo, los últimos proyectos en ingresar fueron las centrales eólicas Huambos (18,4 MW) y Dunas (18,4 MW), ubicados en la región Cajamarca, las cuales comenzaron a operar parcialmente e inyectar al SEIN a finales del año 2020.

En la tabla siguiente se muestra la lista de centrales eólicas presentes en el mercado eléctrico.

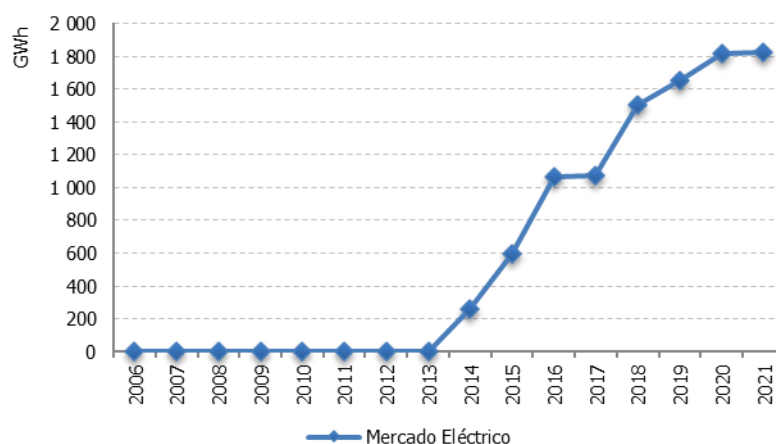
Tabla 36: CENTRALES EÓLICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO

Empresa	Central	Ubicación	Producción		Potencia instalada	
			Cantidad (MWh)	Part.	Cantidad (MW)	Part.
PARQUE EÓLICO MARCONA S.R.L.	MARCONA	Ica	169 595,5	9,3%	32,1	7,9%
ENERGÍA EÓLICA S.A.	CUSPINIQUE	La Libertad	319 962,3	17,6%	80,0	19,6%
ENERGÍA EÓLICA S.A.	TALARA	Piura	135 681,8	7,4%	30,0	7,3%
PARQUE EÓLICO TRES HERMANAS S.A.C.	TRES HERMANAS	Ica	460 490,7	25,3%	97,2	23,8%
ENEL GREEN POWER PERÚ S.A.	WAYRA I	Ica	619 618,9	34,0%	132,3	32,4%
GR PAINO S.A.C.	HUAMBOS	Cajamarca	51 793,6	2,8%	18,4	4,5%
GR TARUCA S.A.C.	DUNA	Cajamarca	64 205,8	3,5%	18,4	4,5%
TOTAL			1 821 348,6	100,0%	408,4	100,0%

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

Por otro lado, la generación de electricidad con este recurso ha tenido un crecimiento en el 2021 de 0,5%, respecto al 2020. Cabe precisar que el aprovechamiento de la energía eólica se ha desarrollado principalmente en el mercado eléctrico, mediante los mecanismos de subastas antes indicados, mientras que en las empresas Autoproductoras aún no existen iniciativas de inversión.

Ilustración 116: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CENTRALES EÓLICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO (UNIDAD: GWh)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

10.1.2.3 Fuentes de energía secundaria para la producción de electricidad

Las centrales térmicas consumen hidrocarburos como fuente de energía secundaria, a partir del cual se genera energía eléctrica, estos hidrocarburos en orden de importancia son: Gas Natural, Diesel y Fuel Oil (Petróleo Industrial). Los consumos de estos combustibles son mostrados en la tabla siguiente, los mismos que incluyen los consumos en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y en los Sistemas Aislados.

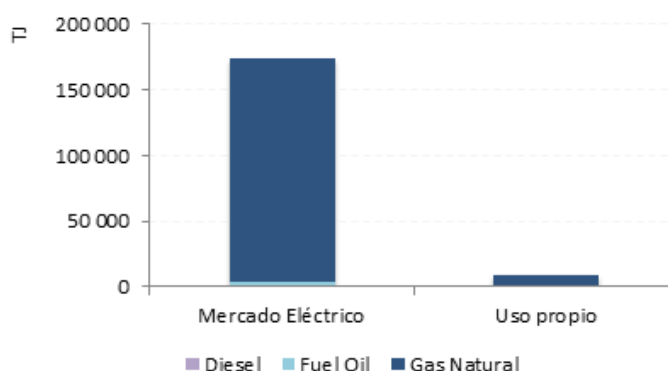
Tabla 37: CONSUMO DE HIDROCARBUROS PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD (UNIDADES ORIGINALES)

Recurso	Unidad	Mercado Eléctrico	Uso propio	Total
Diesel*	10 ³ galones	6 567	4 127	10 694
Fuel Oil (Residual)	10 ³ galones	22 607	0	22 607
Gas Natural	10 ³ m ³	4 187 921	216 780	4 404 701

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

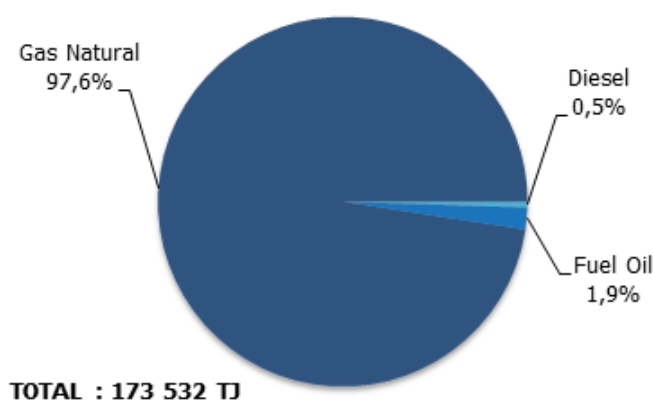
* Se adiciona estimación de la DGEE sobre consumo de combustibles en empresas no informantes.

El mercado eléctrico orientado al servicio público de energía eléctrica registra un mayor consumo de combustibles que el de uso propio, especialmente de Gas Natural. Los Autoprodutores (uso propio) también registran consumo en gas natural, pero en menor proporción, aunque progresivamente van sustituyendo el Diesel o Fuel Oil (Residual) por el mencionado gas.

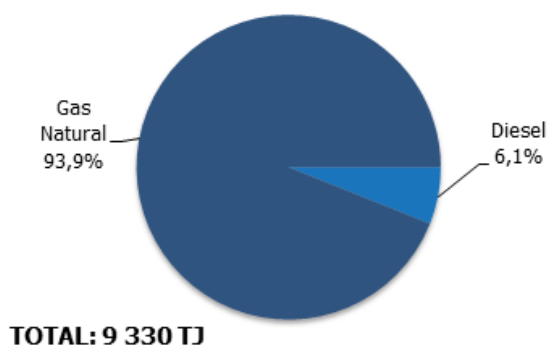
Ilustración 117: CONSUMO DE HIDROCARBUROS DE CENTRALES TÉRMICAS PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD (UNIDAD: TJ)

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

En las siguientes ilustraciones se muestra la participación de los combustibles en el mercado eléctrico y uso propio, en donde observa el intensivo uso del gas natural para la generación de electricidad a nivel nacional.

Ilustración 118: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DE HIDROCARBUROS EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD PARA EL MERCADO ELÉCTRICO

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

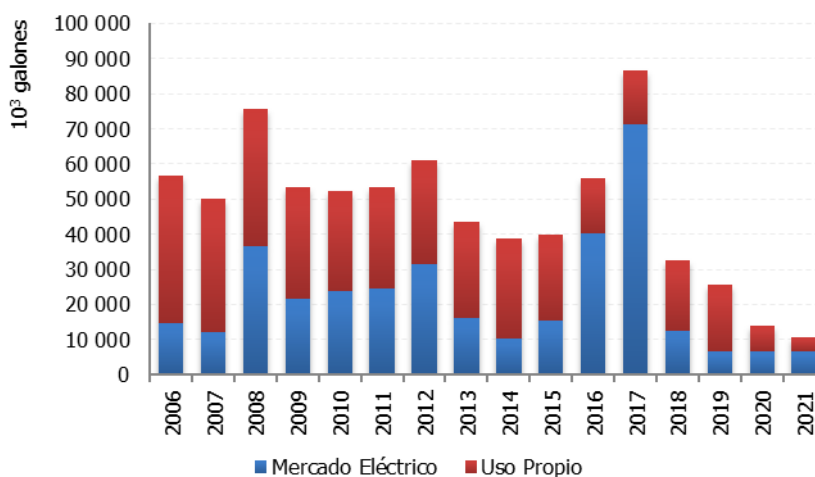
Ilustración 119: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DE HIDROCARBUROS EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD PARA USO PROPIO

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

Diesel

Durante el año 2021, el consumo de diésel para la generación eléctrica en el mercado eléctrico, registró un ligero decrecimiento del 3% respecto al año anterior, mientras que en uso propio el consumo disminuyó en 43%. Esta notoria reducción en uso propio se produjo por el menor requerimiento de generación en las industrias para sus actividades debido a los efectos del COVID 19.

Es preciso señalar, que en el año 2008 se muestra un incremento en el consumo de diésel debido a que correspondió a un año hidrológico seco para las cuencas Oriental y Sur de la vertiente del Atlántico (ríos Mantaro, Tulumayo, Tarma, Paucartambo, Vilcanota, San Gabán y Chili). Asimismo, en el año 2016 se presentaron dificultades operativas en el SEIN que limitó la capacidad de transmisión en el enlace centro-sur y por lo tanto la transferencia de generación eficiente desde el centro.

Ilustración 120: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE DIESEL PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD (UNIDAD: 10³ gal)

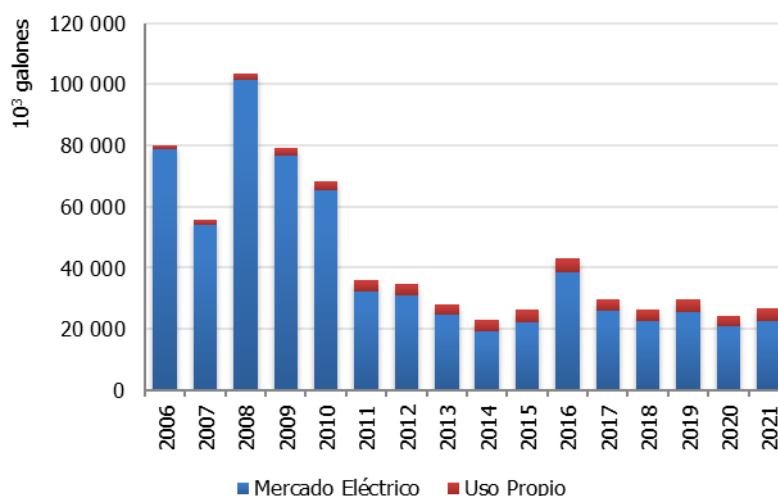
Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

Fuel Oil (Petróleo Residual)

En los últimos años, el uso de Fuel Oil o Petróleo Residual en centrales térmicas ha venido siendo sustituido por el gas natural. En el 2021, en el mercado eléctrico se observó un ligero incremento en su consumo del 8,7 % respecto al año anterior. Asimismo, en generación para uso propio, también presentó un incremento del 20,8%.

En ambos casos dicho incremento se debió al reinicio de actividades económicas que fueron afectadas durante la pandemia producida por el COVID 19.

Ilustración 121: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE FUEL OIL PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD
(UNIDAD: 10^3 gal)



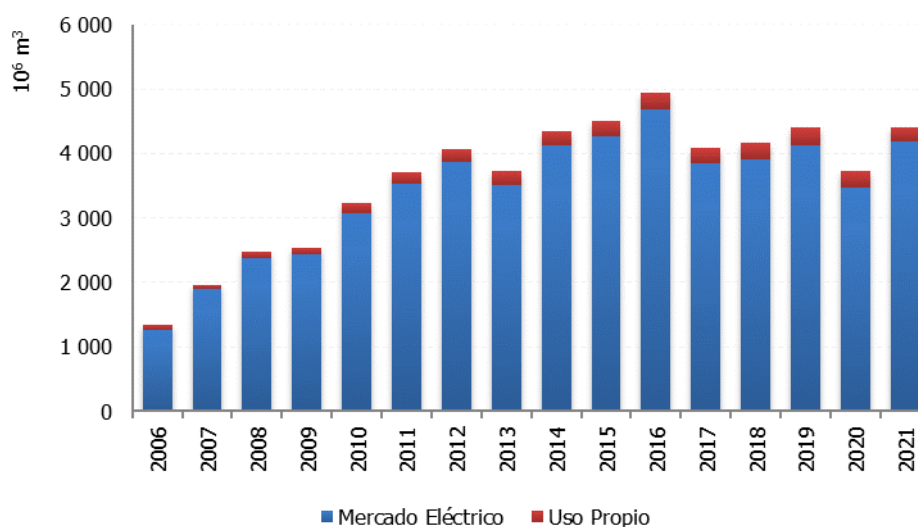
Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

Gas Natural

El combustible que ha alcanzado mayor relevancia en los últimos 15 años, es el Gas Natural, producto de la explotación del gas de Camisea, creciendo a una tasa promedio anual del 9,2% desde el año 2005 hasta el 2020. En relación al comportamiento del 2017 se observa una disminución en el consumo de gas debido principalmente a un mayor incremento del recurso hídrico en la generación de centrales hidroeléctricas.

En relación al comportamiento del 2021 respecto al año anterior, se observa un incremento en su consumo del 18,4%.

Ilustración 122: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS NATURAL PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD
(UNIDAD: 10^3 m³)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

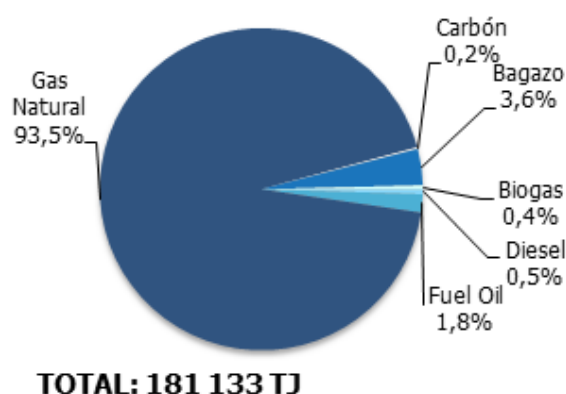
10.1.2.4 Fuentes de energía primaria y secundaria para la producción de electricidad con centrales térmicas

Cabe precisar, que la información mostrada anteriormente es a nivel de energía secundaria y no incluye los combustibles primarios como son: el carbón mineral, el bagazo y el biogás.

En ese sentido, a fin de mostrar la influencia de todos los combustibles en la generación térmica del país, en las siguientes ilustraciones se incluye los combustibles de origen primario. Se reafirma la alta penetración del gas natural en el mercado eléctrico, mientras que el bagazo es un combustible importante para el uso propio de los Autoprodutores.

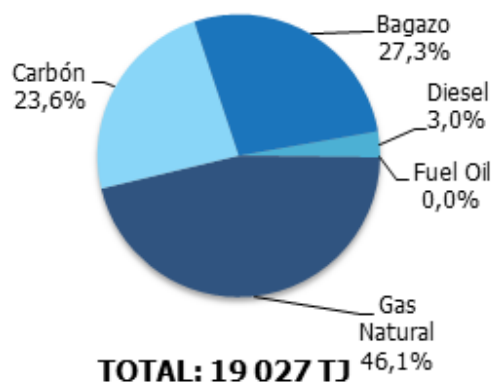
En caso de las centrales térmicas que utilizan más de un combustible, se calculó la producción de electricidad y potencia instalada por fuente, considerando para el primer caso, la proporción del consumo de combustible y el Poder Calorífico Inferior, y para el segundo caso, el combustible principal que utiliza.

Ilustración 123: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD PARA EL MERCADO ELÉCTRICO (ENERGÍAS PRIMARIAS Y SECUNDARIAS)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

Ilustración 124: PARTICIPACIÓN EN EL CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD PARA USO PROPIO (ENERGÍAS PRIMARIAS Y SECUNDARIAS)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

10.1.2.5 Pérdidas de Transformación

Las pérdidas por transformación, corresponden a la diferencia entre la energía eléctrica obtenida de las centrales eléctricas y la energía de entrada a los mismos, dichas pérdidas alcanzaron en el 2021 el valor de 146 670 TJ, con ello, la eficiencia promedio de los centros de transformación, alcanzó un valor de 58,5%.

La eficiencia en el mercado eléctrico es mayor que en uso propio, debido a que sus centrales eléctricas se basan en tecnologías y combustibles que generan menores pérdidas de energía durante la transformación en electricidad, como es el caso de la hidroenergía y gas natural; mientras que las centrales de uso propio (autoprodutores) poseen mayor participación de centrales térmicas de diésel y bagazo.

Tabla 38: PÉRDIDAS DE TRANSFORMACIÓN
(UNIDAD: TJ)

Centrales Eléctricas	Energía Primaria y Secundaria	Energía Eléctrica Producida	Pérdidas de Transformación	Eficiencia
Mercado Eléctrico	331 386,2	199 896,3	131 489,9	60,3%
Uso Propio	22 121,9	6 942,1	15 179,9	31,4%
TOTAL	353 508,2	206 838,4	146 669,8	58,5%

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

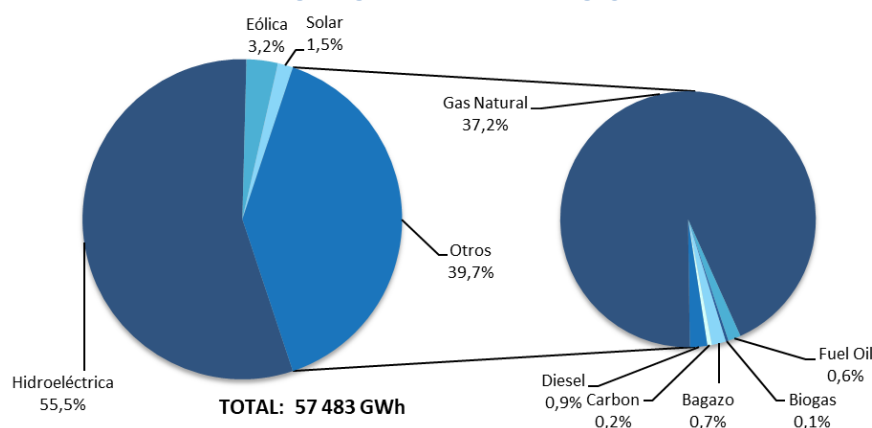
10.1.2.6 Producción de electricidad

La energía eléctrica es una energía secundaria, que además de obtenerse a partir de las fuentes primarias ya mencionadas, también se puede obtener a partir de procesos de transformación en plantas térmicas, obteniéndose de otras fuentes secundarias tales como; Diésel, Fuel Oil (petróleo industrial) y Gas Natural, especialmente este último con mayor requerimiento en la generación para el mercado eléctrico.

La base de la generación de energía eléctrica en el país es predominantemente generación hidráulica, seguido por el parque termoeléctrico a base de gas natural. La generación con fuentes renovables no convencionales, principalmente solar y eólica, aun es pequeña. Sin embargo, se espera que su participación sea mayor por la entrada de las centrales comprometidas en las últimas subastas RER, entre las que se encuentran los proyectos C.E. Huambos y C.E. Dunas.

En la siguiente ilustración se presenta la participación de las distintas fuentes de energía para la producción de electricidad en el 2021. Como ya se mencionó, se resalta la mayor participación de la generación hidroeléctrica (55,5%), por otro lado, la generación térmica representó el 39,7% de la producción nacional. Esta última se sustenta en base a la generación con gas natural, principalmente el proveniente de Camisea.

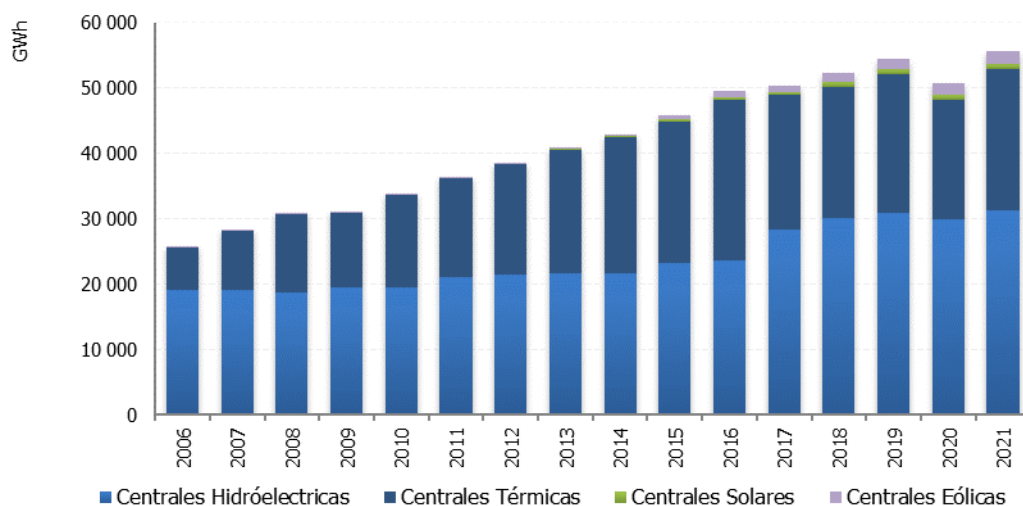
Ilustración 125: PARTICIPACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y FUENTES PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A NIVEL NACIONAL



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

La evolución histórica de la producción de energía eléctrica en el mercado eléctrico muestra el crecimiento sostenido de la generación térmica a través del aprovechamiento del gas natural, iniciándose con centrales de ciclo simple para luego convertirse en centrales de ciclos combinados, mejorando la eficiencia de las centrales. Siendo el proyecto de C.T. Ciclo Combinado de Santo Domingo de Olleros, el último en ingresar al parque de generación en el año 2018. Otro aspecto que se resalta en los últimos años es la mayor presencia de las centrales renovables, principalmente de la Energía Eólica.

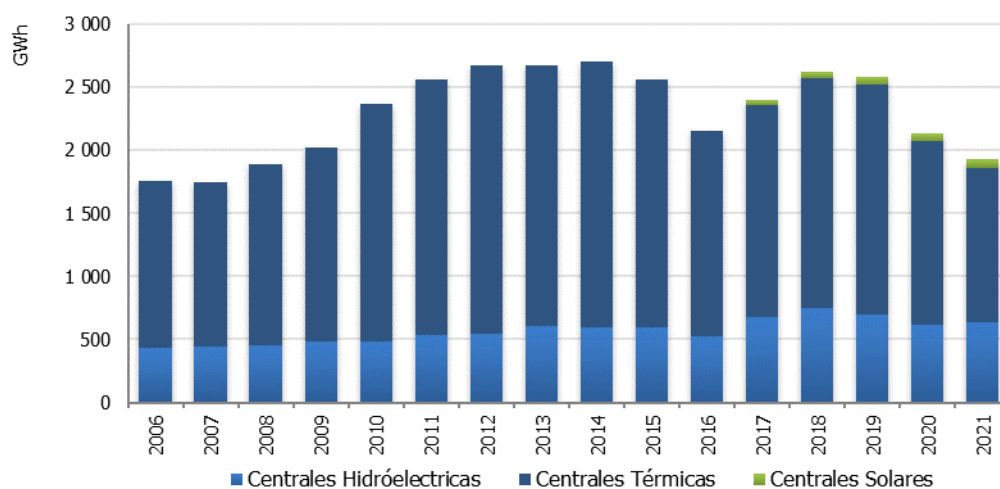
Ilustración 126: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD - MERCADO ELÉCTRICO
(UNIDAD: GWh)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

Con respecto a la producción de energía eléctrica por las empresas Autoproductoras, los generadores más importantes están en la industria del petróleo y gas, utilizando principalmente diésel B5 y gas natural; y en la industria azucarera, que utiliza bagazo de caña. Asimismo, varios autoprodutores inyectan el excedente de la energía eléctrica generada a la red del mercado eléctrico. En la evolución histórica se observa el mayor aprovechamiento en la generación térmica, sin embargo, en los últimos años muestra un lento crecimiento debido al costo de oportunidad que tienen las empresas de comprar al mercado eléctrico a precios muy bajos.

Ilustración 127: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD - USO PROPIO
(UNIDAD: GWh)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

Durante el año 2021, la energía eléctrica producida en el país fue de 57 483 GWh, superior en 8,9 % respecto al año anterior, esta producción incluye la energía generada en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), sistemas aislados y las que se generan para uso propio tanto para las empresas informantes y no informantes. Del total de la energía generada, el 96,6% corresponde a las centrales que generan para el mercado eléctrico y el resto a las que generan para uso propio.

Tabla 39: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2021
(UNIDAD: MWh)

Generación	Mercado Eléctrico		Uso propio		Total	
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.
Centrales Hidroeléctricas	31 293,6	56,3%	632,1	32,8%	31 925,7	55,5%
Centrales Térmicas	21 619,9	38,9%	1 227,2	63,6%	22 847,1	39,7%
Centrales Solares	817,8*	1,5%	70,0**	3,6%	887,9	1,5%
Centrales Eólicas	1 822,6	3,3%	0,0	0,0%	1 822,6	3,2%
TOTAL	55 553,9	100,0%	1 929,3	100,0%	57 483,2	100,0%

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

* Se adiciona la producción estimada por sistemas fotovoltaicos aislados de Adinelsa

** Se adiciona la producción estimada de sistemas fotovoltaicos para uso propio no informantes

10.1.3 Consumos Propios

Durante el año 2021, el consumo de energía eléctrica en las operaciones propias de las centrales de generación eléctrica fue de 845,3 GWh, el cual tuvo un incremento del 15,2 % respecto al año anterior.

10.1.4 Pérdidas en transmisión y distribución

Durante el año 2021, las pérdidas totales en líneas de transmisión y distribución (Sistema de Transmisión, Subtransmisión y Distribución) representaron un total de 6 718,3 GWh, el cual tuvo un incremento del 4,7%, respecto al año anterior.

10.1.5 Importación y Exportación

A la fecha, el único intercambio internacional de energía eléctrica que cuenta el Perú es con Ecuador, el cual busca optimizar los recursos energéticos de ambos países, sobre todo de los recursos hídricos dada su complementariedad, puesto que, cuando se produce la temporada de avenida en nuestro país, en Ecuador se encuentran en época de estiaje y viceversa.

En ese contexto, desde el 2016 se han suscritos contratos de suministro de electricidad entre las empresas eléctricas privadas de Perú; ENEL Generación Perú S.A.A, ENGIE Energía Perú S.A., KALLPA Generación S.A. y la empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELECEP)

Durante del año 2021, se han registrado únicamente importaciones de energía eléctrica desde el Ecuador, totalizando 43,0 GWh. Si bien es cierto, los niveles de intercambios comerciales actuales son bajos, se espera que estos aumenten con la entrada en operación del proyecto de interconexión eléctrica Perú-Ecuador en 500 KV, cuyo ingreso se estima para el año 2024.

10.1.6 Consumo Final por Sectores

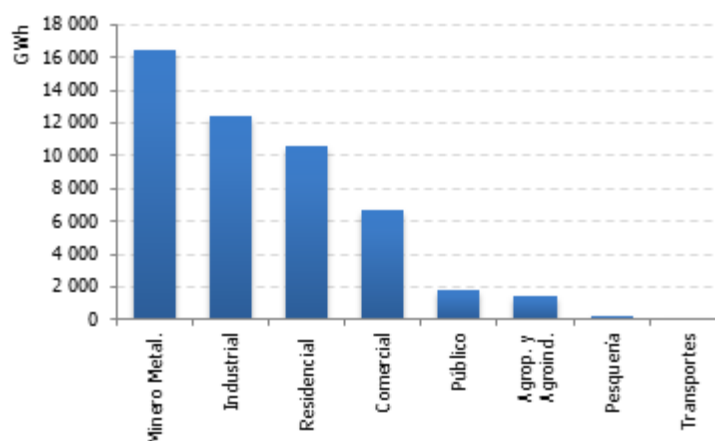
El consumo final se orienta a satisfacer la demanda de energía eléctrica de los sectores: residencial, comercial, público, industrial, transporte, minero metalúrgico, agropecuario, agroindustrial y finalmente pesquería. Al respecto, en el 2021, los sectores predominantes son el minero metalúrgico e industrial, es decir son las actividades productivas los mayores demandantes, por lo que, el crecimiento de estos sectores no solo impacta en el crecimiento del PBI, sino en la ampliación y reforzamiento de la oferta de energía eléctrica a través de fuentes energéticas eficientes.

**Tabla 40: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES
(UNIDAD: GWh)**

Sector	Consumo	Participación
Residencial	10 589,1	21,3%
Comercial	6 741,8	13,5%
Público	1 830,5	3,7%
Transportes	77,6	0,2%
Agrop. y Agroind.	1 381,3	2,8%
Pesquería	229,3	0,5%
Minero Metalúrgico	16 508,8	33,2%
Industrial	12 425,4	25,0%
TOTAL	49 783,8	100,0%

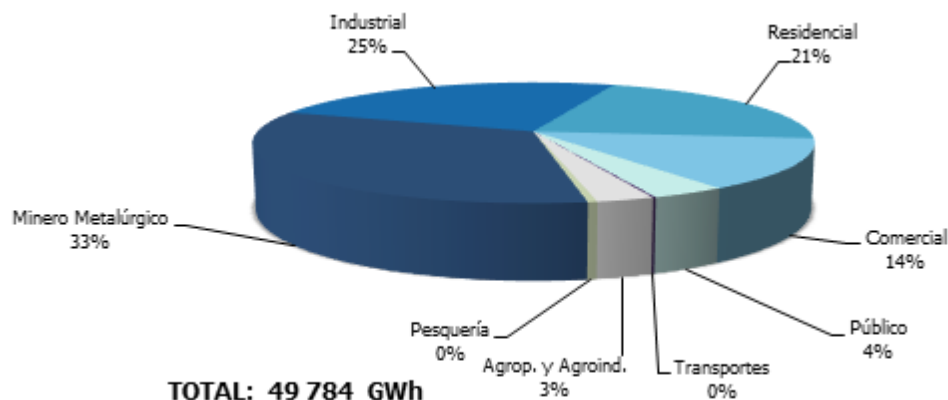
Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

**Ilustración 128: SECTORES INTENSIVOS EN CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
(UNIDAD: GWh)**



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

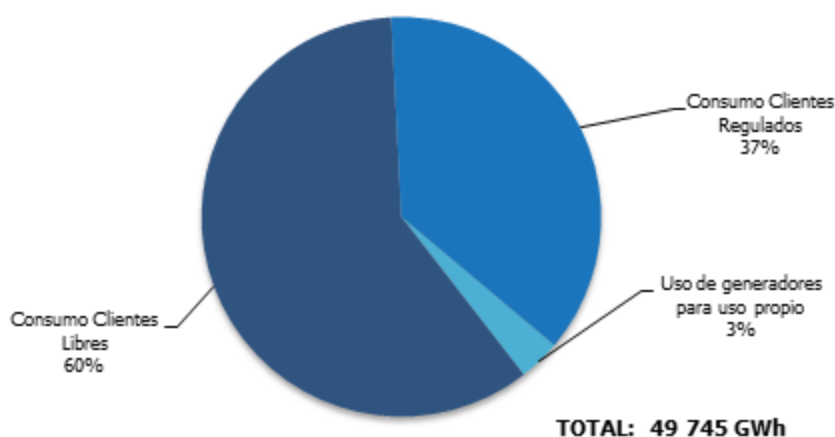
En relación a la participación energética, los sectores más intensivos en consumo de energía eléctrica lo constituyen; el sector comercial y público (17,2%), residencial (21,3%), industrial (25%), y el minero metalúrgico (33,2%). Estos sectores acumulan aproximadamente el 96,6% del consumo total de energía eléctrica del país, tal como se puede apreciar en la siguiente ilustración:

Ilustración 129: PARTICIPACIÓN DE LOS SECTORES EN EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

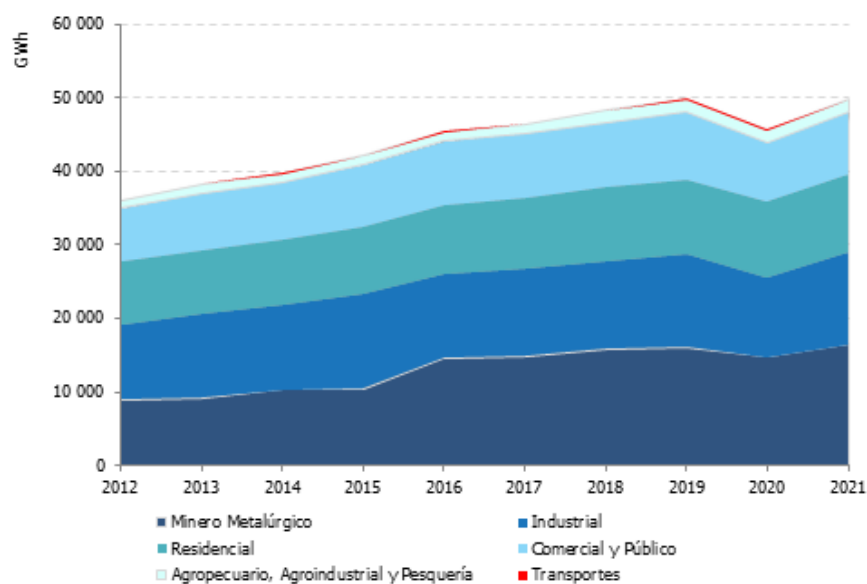
Cabe mencionar que, en julio de 2011, la Línea 1 del Metro de Lima (Tren Eléctrico), inició sus operaciones con 21,48 km de recorrido, desde el Cercado de Lima hasta el distrito de Villa El Salvador, actualmente se extiende hasta San Juan de Lurigancho, reportando consumo de energía eléctrica en el sector transporte. Si bien su consumo es muy pequeño, se espera que los próximos años se incremente con la ampliación de vagones de la línea 1 y la entrada del proyecto de la línea 2 que se vienen ejecutando en el país.

Respecto al tipo de mercado eléctrico, se observa que los clientes libres (productivos), son los mayores consumidores de energía eléctrica a pesar de ser un número pequeño, mientras que los usuarios regulados (principalmente Residencial y Comercial) de gran cantidad en el mercado, presentan consumos específicos menores.

Ilustración 130: PARTICIPACIÓN DEL TIPO DE CLIENTE EN EL CONSUMO FINAL

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

Analizando el histórico de la demanda de energía eléctrica, en los últimos 10 años se observa el mayor crecimiento en el Sector Minero Metalúrgico, alcanzando un crecimiento promedio anual de 7%. De otro lado, el sector residencial evoluciona vegetativamente por la ampliación la cobertura eléctrica y mayor demanda de los usuarios.

Ilustración 131: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES (UNIDAD: GWh)

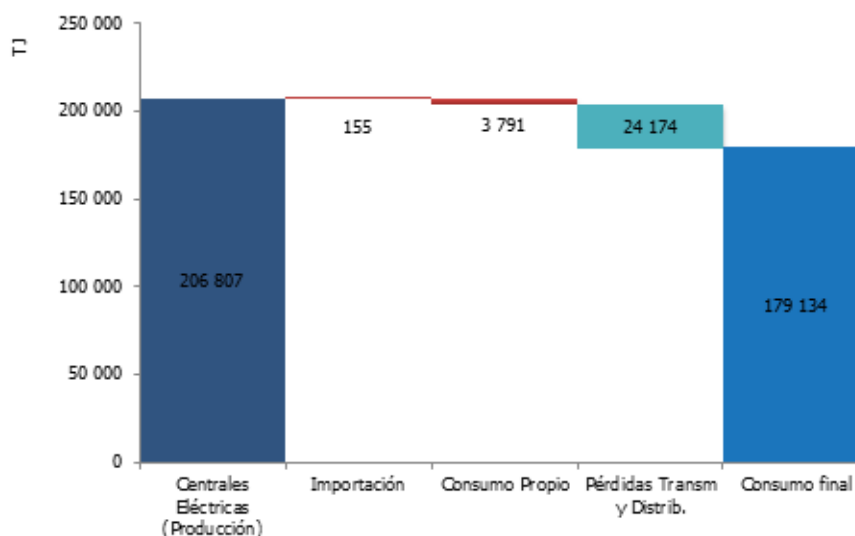
Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

10.1.7 Matriz y Flujo del Balance de Energía Eléctrica

En esta sección se presenta la matriz y el flujo del Balance de Energía Eléctrica al nivel nacional, desde su origen hasta su destino final en los diferentes sectores. La matriz del balance se basa en un conjunto de relaciones de equilibrio que contabilizan la energía que se produce, la que se intercambia con el exterior, la que se transforma, la de consumo propio, la de pérdidas y la que se destina a los sectores.

La matriz considera las fuentes de energía primaria y secundaria descritas en las secciones anteriores, mostradas en columnas, mientras que los procesos que generan los flujos de la energía se muestran en filas. En las Tablas siguientes se muestra la matriz de energía del año 2021 en unidades originales y en terajoules.

Finalmente, para una mejor comprensión de los flujos energéticos y de la estructura general del balance, en la siguiente ilustración, se presenta el Diagrama de Flujos o Sankey de la energía eléctrica para el periodo 2021.

Ilustración 132: RESUMEN DEL BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (UNIDAD: TJ)

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas reportadas de la DGE - MINEM

Tabla 41: BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA: 2021
(UNIDADES ORIGINALES)

DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Planeamiento Energético		ENERGÍA PRIMARIA					ENERGÍA SECUNDARIA					
		Carbón Mineral 10³ ton	Bagazo 10³ ton	Hidro Energía GW.h	Solar GW.h	Eólica GW.h	Biogas 10⁶ pc	Diesel B5 10³ bbl	Diesel Oil 10³ bbl	Fuel Oil 10³ bbl	Gas Seco 10⁶ pc	Energía Eléctrica GW.h
OFERTA	1. Producción		1 877,2	39 907,1	887,9	1 822,6	2 408,0					
	2. Importación	157,7										43,0
	3. Variación de Inventarios											
	4. OFERTA TOTAL	157,7	1 877,2	39 907,1	887,9	1 822,6	2 408,0					43,0
	5. Exportación											
	6. No Aprovechada						(722,4)					
	7. Transferencias											
	7. OFERTA INTERNA BRUTA	157,7	1 877,2	39 907,1	887,9	1 822,6	1 685,6					43,0
TRANSFORMACIÓN	8. Total Transformación	(157,7)	(1 877,2)	(39 907,1)	(887,9)	(1 822,6)	(1 685,6)	(254,6)		(538,3)	(155 550,7)	57 483,2
	Coquerías y Altos Hornos											
	Carboneras											
	Refinerías											
	Plantas de Gas											
	Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)	(10,5)	(1 048,7)	(39 117,0)	(817,8)	(1 822,6)	(1 685,6)	(156,4)		(538,3)	(147 895,2)	55 553,9
	Centrales Eléc. (Uso Propio)	(147,3)	(828,4)	(790,1)	(70,0)			(98,3)			(7 655,5)	1 929,3
9. Consumo Propio Sector Energía											(1 062,4)	
10.Pérdidas(transp., distr. y almac.)											(6 718,4)	
11. Ajustes											(38,3)	
CONSUMO FINAL	12. CONSUMO FINAL TOTAL											49 783,8
	12.1 Consumo Final No Energético											
	12.2 Consumo Final Energético											49 783,8
	Residencial											10 589,1
	Comercial											6 741,8
	Público											1 830,5
	Transportes											77,6
	Agropecuuario y Agroindustrial											1 381,3
	Pesquería											229,3
	Minero Metalúrgico											16 508,8
	Industrial											12 425,4

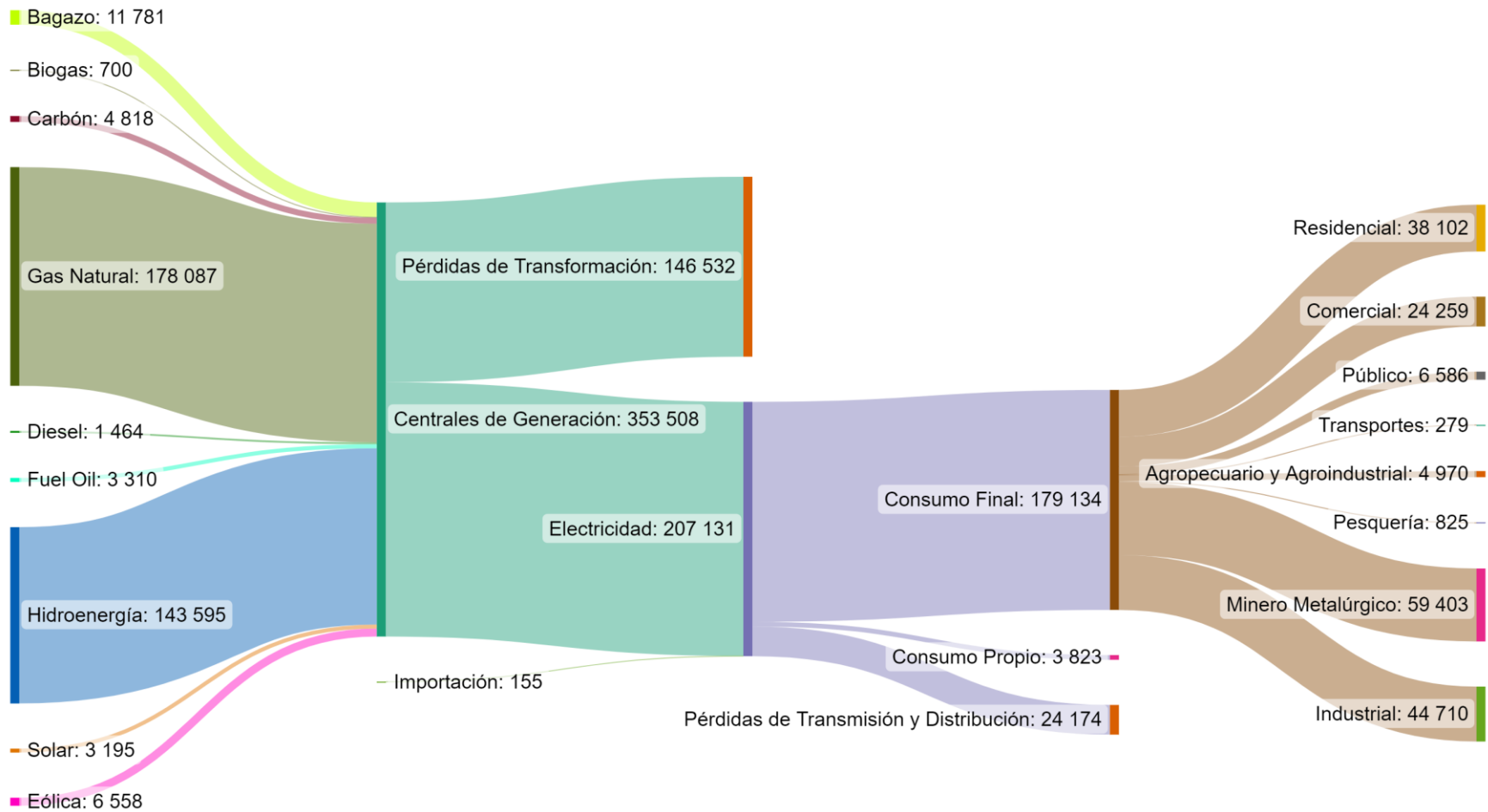
Fuente: Elaboración Propia

Tabla 42: BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA: 2021
(UNIDAD: TJ)

DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Planeamiento Energético		ENERGÍA PRIMARIA						ENERGÍA SECUNDARIA						TOTAL ENERGÍA	
		Carbón Mineral	Bagazo	Hidro Energía	Solar	Eólica	Biogas	Total EP	Diesel B5	Diesel Oil	Fuel Oil	Gas Seco	Energía Eléctrica		
OFERTA	1. Producción		11 781,0	143 595,3	3 194,8	6 558,1	999,7	166 128,9							
	2. Importación	4 818,0						4 818,0					154,8	154,8	
	3. Variación de Inventarios														
	4. OFERTA TOTAL	4 818,0	11 781,0	143 595,3	3 194,8	6 558,1	999,7	170 946,9					154,8	154,8	
	5. Exportación														
	6. No Aprovechada						(299,9)	(299,9)							
	7. Transferencias														
	7. OFERTA INTERNA BRUTA	4 818,0	11 781,0	143 595,3	3 194,8	6 558,1	699,8	170 647,0					154,8	154,8	
TRANSFORMACIÓN	8. Total Transformación	(4 818,0)	(11 781,0)	(143 595,3)	(3 194,8)	(6 558,1)	(699,8)	(170 647,0)	(1 464,1)		(3 310,6)	(178 086,5)	206 838,4	23 977,2	(146 669,8)
	Coquerías y Altos Hornos														
	Carboneras														
	Refinerías														
	Plantas de Gas														
	Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)	(319,8)	(6 581,8)	(140 752,4)	(2 942,8)	(6 558,1)	(699,8)	(157 854,7)	(899,1)		(3 310,6)	(169 321,9)	199 896,3	26 364,7	(131 489,9)
	Centrales Eléc. (Uso Propio)	(4 498,2)	(5 199,2)	(2 842,9)	(252,0)			(12 792,3)	(565,0)			(8 764,6)	6 942,1	(2 387,5)	(15 179,9)
	9. Consumo Propio Sector Energía											(3 822,7)	(3 822,7)		
	10. Pérdidas(transp., distr. y almac.)											(24 174,4)	(24 174,4)		
	11. Ajustes											(137,9)	(137,9)		
CONSUMO FINAL	12. CONSUMO FINAL TOTAL												179 133,9		
	12.1 Consumo Final No Energético														
	12.2 Consumo Final Energético												179 133,9	179 133,9	
	Residencial												38 102,1	38 102,1	
	Comercial												24 258,6	24 258,6	
	Público												6 586,4	6 586,4	
	Transportes												279,3	279,3	
	Agropecuario y Agroindustrial												4 970,1	4 970,1	
	Pesquería												825,0	825,0	
	Minero Metalúrgico												59 402,8	59 402,8	
	Industrial												44 709,7	44 709,7	

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 133: DIAGRAMA DE FLUJO DEL BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA: 2021
(UNIDAD: TJ)



Fuente: DGEE-MINEM

10.2 BALANCE DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES, INCLUIDO BIOMASA

Esta sección hace énfasis al balance de aquellas fuentes de energía renovable no convencional utilizada para la generación de energía térmica que van directamente al consumidor final; también se revisa la forma de uso de las fuentes mencionadas en la producción de electricidad (fuente de energía secundaria) y que en mayor amplitud fue desarrollada en la sección anterior, sobre el balance de energía eléctrica.

En ese sentido, se revisa el balance de la energía proveniente de la biomasa, en sus presentaciones de leña, bosta, yareta, y carbón vegetal, además se incluye información referida a las fuentes de energía solar, eólica, y biomasa (bagazo y biogás), sin incluir a la hidroenergía.

Cabe precisar, que para los fines del Decreto Legislativo N°1002, sobre promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, se entiende como Recursos Energéticos Renovables (RER) a los recursos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz; y en caso de energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa los 20 MW. Es decir, que la definición está más ligada a los fines de promoción de determinadas tecnologías renovables, que a las características propias del recurso.

10.2.1 Producción de energía

El uso de las energías renovables en el Perú es milenario; sin embargo, la falta de datos y de metodologías apropiadas para cuantificar la energía producida o aprovechada hace que muchos de los usos tradicionales de las energías renovables no sean considerados en el desarrollo de los balances energéticos.

En ese sentido, si bien es cierto que la energía primaria proviene de los recursos naturales (por ejemplo: solar, eólico, etc.) y que ésta sufre de transformaciones para convertirse en energía eléctrica o térmica, en el presente balance se consideró que el valor de la energía primaria es igual a la suma de los valores de la energía eléctrica o térmica producida según las recomendaciones del Manual de Balances de Energía Útil 2017 (OLADE).

En ese sentido, el proceso de transformación de energía primaria a energía secundaria (electricidad) se asume 100% eficiente. Esta recomendación es aceptable al considerar que la eficiencia de la transformación de energía del recurso natural a energía secundaria es altamente dependiente no sólo de la tecnología sino también de la localización de las unidades de generación, por lo cual presentar un valor promedio de eficiencia por tecnología no sería representativo del proceso mismo de transformación.

Para fines comparativos, en la siguiente tabla se muestra la generación de energía eléctrica y térmica del año 2021 con fuentes primarias en unidades equivalentes de Terajoules.

Tabla 43: PRODUCCIÓN CON ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES
(UNIDAD: TJ)

Fuente	Mercado Eléctrico (energía eléctrica)		Uso propio (energía eléctrica)		Uso propio (energía térmica)		Total	
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.
Eólico	6 558,1	60,8%		0%			6 558,1	50%
Solar	2 942,8	27,3%	252,0	35%	1 583,0	1,0	4 777,8	37%
Bagazo	998,6	9,3%	470,6	65%			1 469,1	11%
Biogás	283,8	2,6%		0%			283,8	2%
TOTAL	10 783,2	100,0%	722,6	100%	1 583,0	1,0	13 088,8	100%

Fuente: Elaboración Propia

10.2.2 Biomasa

En el año 2021, se registró y estimó la producción y consumo de fuentes primarias de leña, bosta y yareta, bagazo, así como de las fuentes secundarias que son carbón vegetal, y biogás.

Tabla 44: MATRIZ DE LA BIOMASA

REPÚBLICA DEL PERÚ MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA	ENERGÍA PRIMARIA			ENERGÍA SECUNDARIA
	LEÑA	BOSTA Y YARETA	BAGAZO	CARBÓN VEGETAL
	10 ⁶ kg	10 ⁶ kg	10 ⁶ kg	10 ⁶ kg
1. PRODUCCIÓN	8 019,7	292,5	2 949,2	
2. IMPORTACIÓN				0,2
3. VARIACIÓN DE INVENTARIOS				
4. OFERTA TOTAL	8 019,7	292,5	2 949,2	0,2
5. EXPORTACIÓN				
6. NO APROVECHADA				
7. OFERTA INTERNA BRUTA	8 019,7	292,5	2 949,2	0,2
8. TOTAL TRANSFORMACIÓN	(926,3)		(1 877,2)	205,2
8.1 COQUERÍAS Y ALTOS HORNOS				
8.2 CARBONERAS	(926,3)			205,2
8.3 REFINERÍAS				
8.4 PLANTAS DE GAS				
8.5 CENTRALES ELEC. M.Eléctrico			(1 048,7)	
8.6 CENTRALES ELEC. U.Propio			(828,4)	
9. CONSUMO PROPIO SEC. ENERGÍA				
10. PÉRDIDAS (TRANS., DIST. Y ALM.)				
11. AJUSTES	(0,0)		0,0	
12. CONSUMO FINAL TOTAL	7 093,4	292,5	1 072,1	205,4
12.1 CONSUMO FINAL NO ENERGÉTICO			371,4	
12.2 CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	7 093,4	292,5	700,7	205,4
12.2.1 RESIDENCIAL	6 268,7	292,5		129,8
12.2.2 COMERCIAL	277,5			41,3
12.2.3 PÚBLICO	5,3			0,0
12.2.4 TRANSPORTE				
12.2.5 AGROPECUARIO Y AGROIND.	4,9		700,7	0,0
12.2.6 PESQUERÍA	0,6			0,0
12.2.7 MINERO METALÚRGICO	0,1			0,1
12.2.8 INDUSTRIAL	536,3			34,3
12.2.9 CONSUMO NO IDENTIFICADO				

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas Reportadas de la DGE

Leña, bosta y yareta, carbón vegetal, y bagazo a nivel primario

La biomasa para fines térmicos, es principalmente referida al uso de la leña, que es una fuente primaria de energía. En el año 2020, la producción total estimada de la leña fue de 8 019,7 x 10⁶ kg.

Esta cifra fue obtenida a partir de datos estimados del consumo de la leña, y también de cifras registradas sobre el consumo de carbón vegetal. Esto último es una fuente secundaria, obtenida de centrales de transformación denominadas carboneras, a partir de la destilación destructiva de la madera.

En cuanto a la leña, como fuente primaria tuvo un consumo final de 7 093,4 x 10⁶ kg, de los cuales 88,5% corresponde al sector residencial. El siguiente sector con mayor participación es el industrial con el 7,6%, donde se destaca el consumo de las ladrilleras y alfarerías. Asimismo, en caso del sector comercial, con 3,9% de participación, se trata de la utilización de leña en restaurantes y panaderías, principalmente en los poblados de la sierra del país.

Como consumo de fuente primaria, también se encuentra el conjunto de bosta y yareta, además del bagazo; el primero desarrollado por el sector residencial, y el segundo por el sector agropecuario.

Bagazo y biogás a nivel secundario

En la sección anterior de balance de energía eléctrica, se revisó la evolución del consumo de fuentes secundarias de bagazo y biogás. El primero como combustible para generar vapor, y en caso del segundo, como gas de desechos biomásicos fermentados para obtener gas (como el metano obtenido de rellenos sanitarios).

Al respecto, tanto el vapor y el gas mencionados son utilizados por centrales térmicas para generar electricidad. Los resultados de esta generación se presentaron en la sección anterior de balance de energía eléctrica.

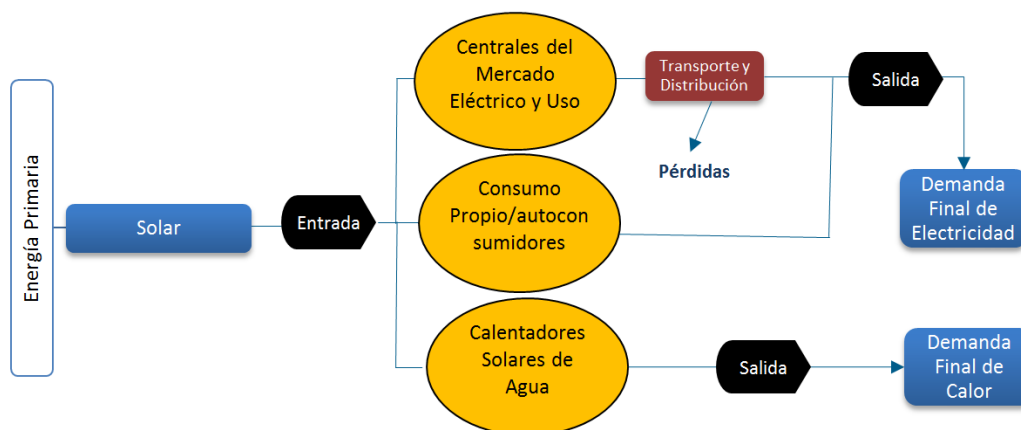
10.2.3 Energía solar

El uso energético de la radiación solar en el Perú es antiguo, considerando su aplicación en técnicas de conservación de alimentos, como es el secado al aire libre de algunos productos agrícolas (por ejemplo: café, ajís, etc.). Asimismo, en tiempos recientes se han instalado proyectos pilotos para estudiar el uso de la energía solar pasiva a fin de ayudar a la climatización de viviendas en zonas alejadas del país. Si bien estos usos de la energía solar son comunes, actualmente no se cuenta con datos que permitan cuantificar su impacto. Dado que se estima que dichos usos no son significativos, no han sido considerados para el desarrollo del balance de energía.

Por otro lado, sí se ha considerado dos usos de energía solar, para la producción de electricidad, y la producción de energía térmica.

En el siguiente esquema se representa el flujo de la energía solar, donde la radiación solar es la fuente para producir electricidad mediante centrales eléctricas que generan tanto para el mercado eléctrico como para uso propio; luego dicha electricidad fluye por redes de transporte y distribución hasta el consumidor final. Asimismo, la radiación también es utilizada para producir energía térmica, es decir, mediante calentadores solares de agua. La principal diferencia entre ambas formas de transmitir la energía, es que a nivel de mercado eléctrico, la generación es centralizada, lo que obliga a que existan pérdidas de energía en el flujo de transporte y distribución.

Ilustración 134: ESQUEMA DE LA CADENA ENÉRGICA DE ENERGÍA SOLAR



Fuente: Elaboración Propia

Cabe precisar, que para completar la producción de electricidad de instalaciones solares fotovoltaicas, se evaluó la cantidad de módulos solares fotovoltaicos importados, y se descontó los adquiridos por reemplazo para los proyectos solares instalados o en ejecución (proyecto de la empresa Ergon sobre instalación de sistemas fotovoltaicos aislados en zonas rurales, en el marco del contrato de suministro de energía eléctrica a áreas no conectadas a red). Los resultados de la producción se presentaron en la sección anterior de balance de energía eléctrica.

Por otro lado, la estimación de producción y consumo de energía solar térmica para calentamiento de agua, se basó en contabilizar las importaciones de tubos de vacío y de termas solares enteras, incluyendo una pequeña producción de termas solares nacionales. En caso de no encontrar registros sobre el tamaño de la terma, se asumió un calentador solar de agua de 120 litros de agua.

En la siguiente tabla se muestra el resultado del balance para la energía solar.

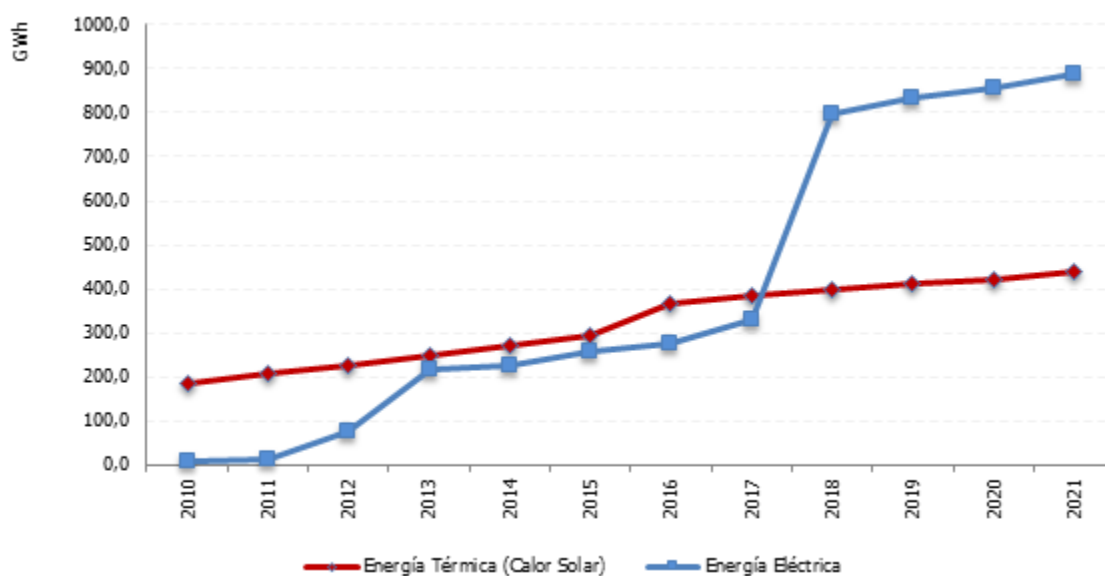
Tabla 45: BALANCE DE ENERGÍA SOLAR 2021

REPÚBLICA DEL PERÚ MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA	SOLAR TÉRMICO GWh	SOLAR FOTOVOLTAICO GWh	ENERGÍA ELÉCTRICA GWh
1. PRODUCCIÓN	439,9	887,6	
2. IMPORTACIÓN			
3. VARIACIÓN DE INVENTARIOS			
4. OFERTA TOTAL	439,9	887,6	-
5. EXPORTACIÓN			
6. NO APROVECHADA			
7. OFERTA INTERNA BRUTA	439,9	887,6	-
8. TOTAL TRANSFORMACIÓN	-	(887,6)	887,6
8.1 COQUERÍAS Y ALTOS HORNOS			
8.2 CARBONERAS			
8.3 REFINERÍAS			
8.4 PLANTAS DE GAS			
8.5 CENTRALES ELEC. M.Eléctrico		(817,6)	817,6
8.6 CENTRALES ELEC. U.Propio		(70,0)	70,0
9. CONSUMO PROPIO SEC. ENERGÍA			
10. PÉRDIDAS (TRANS., DIST. Y ALM.)			
11. AJUSTES	0,0000	-	
12. CONSUMO FINAL TOTAL	439,9	-	887,6
12.1 CONSUMO FINAL NO ENERGÉTICO			
12.2 CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	439,9		887,6
12.2.1 RESIDENCIAL	266,5		157,6
12.2.2 COMERCIAL	169,8		685,2
12.2.3 PÚBLICO	0,6		44,7
12.2.4 TRANSPORTE	-		-
12.2.5 AGROPECUARIO Y AGROIND.	2,2		0,1
12.2.6 PESQUERÍA	-		-
12.2.7 MINERO METALÚRGICO	0,2		-
12.2.8 INDUSTRIAL	0,7		0,1
12.2.9 CONSUMO NO IDENTIFICADO			

Elaboración: DGEE-MINEM

En relación a la energía solar térmica, la producción ha venido incrementándose desde el año 2010 a una tasa media anual de 4%, alcanzando en el 2021 una cantidad de 440 GWh. En el mismo periodo, la energía solar fotovoltaica creció de forma más intensiva a una tasa media anual 52%, hasta alcanzar la cifra de 887,6 GWh.

**Ilustración 135: EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y TÉRMICA SOLAR
(UNIDAD: GWh)**



Fuente: Elaboración Propia

10.2.4 Eólica

En el caso del uso del viento en el Perú, existen instalaciones de molinos de vientos pequeños para bombeo de agua que se encuentran en la costa del país. El uso del viento es difícil de cuantificar por lo cual no se consideró parte del presente balance.

En cuanto a las instalaciones para generar electricidad, esta información se desarrolló en la sección anterior de balance de energía eléctrica. Considerando dicha información, el balance de energía eólica se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 46: BALANCE DE ENERGÍA EÓLICA 2021
(Unidades originales)

REPÚBLICA DEL PERÚ MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA	EÓLICA BOMBEO GWh	EÓLICA AEROGENERADOR GWh	ENERGIA ELÉCTRICA GWh
1. PRODUCCIÓN		1 822,6	
2. IMPORTACIÓN			
3. VARIACIÓN DE INVENTARIOS			
4. OFERTA TOTAL		1 822,6	
5. EXPORTACIÓN			
6. NO APROVECHADA			
7. OFERTA INTERNA BRUTA		1 822,6	
8. TOTAL TRANSFORMACIÓN		(1 822,6)	1 822,6
8.1 COQUERÍAS Y ALTOS HORNOS			
8.2 CARBONERAS			
8.3 REFINERÍAS			
8.4 PLANTAS DE GAS			
8.5 CENTRALES ELEC. M.Eléctrico		(1 822,6)	1 822,6
8.6 CENTRALES ELEC. U.Propio			
9. CONSUMO PROPIO SEC. ENERGÍA			
10. PÉRDIDAS (TRANS., DIST. Y ALM.)			
11. AJUSTES			
12. CONSUMO FINAL TOTAL			1 822,6
12.1 CONSUMO FINAL NO ENERGÉTICO			
12.2 CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			1 822,6
12.2.1 RESIDENCIAL			323,5
12.2.2 COMERCIAL			1 406,9
12.2.3 PÚBLICO			91,7
12.2.4 TRANSPORTE			
12.2.5 AGROPECUARIO			0,2
12.2.6 PESQUERÍA			
12.2.7 MINERO			
12.2.8 INDUSTRIAL			0,2
12.2.9 CONSUMO NO IDENTIFICADO			

Elaboración: DGEE-MINEM

10.3 BALANCE DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES

Para fines del balance, se consideran como fuentes de energía primaria de hidrocarburos, al gas natural, los líquidos de gas natural, y el petróleo crudo, que son insumos para las refinerías y plantas de procesamiento de gas natural.

El gas natural incluye tanto el gas natural libre como el asociado. Los líquidos de gas natural son hidrocarburos de bajo peso molecular licuables, recuperados del gas natural libre en plantas de separación o procesamiento, o que se condensan durante el manejo, transporte y compresión del gas natural (incluyen propano, butano, el etano y pentanos constituidos en insumos para refinerías y plantas de fraccionamiento).

Las fuentes de energía secundaria de hidrocarburos corresponden a los productos o derivados de la refinación del petróleo crudo y líquidos de gas natural; y a los obtenidos en las plantas de fraccionamiento de gas natural.

Esta sección se complementa con registros de biocombustibles que son mezclados con algunos derivados de hidrocarburos. Estos biocombustibles se obtienen de la transformación de la biomasa e incluyen el etanol y el biodiesel.

10.3.1 Esquema Energético

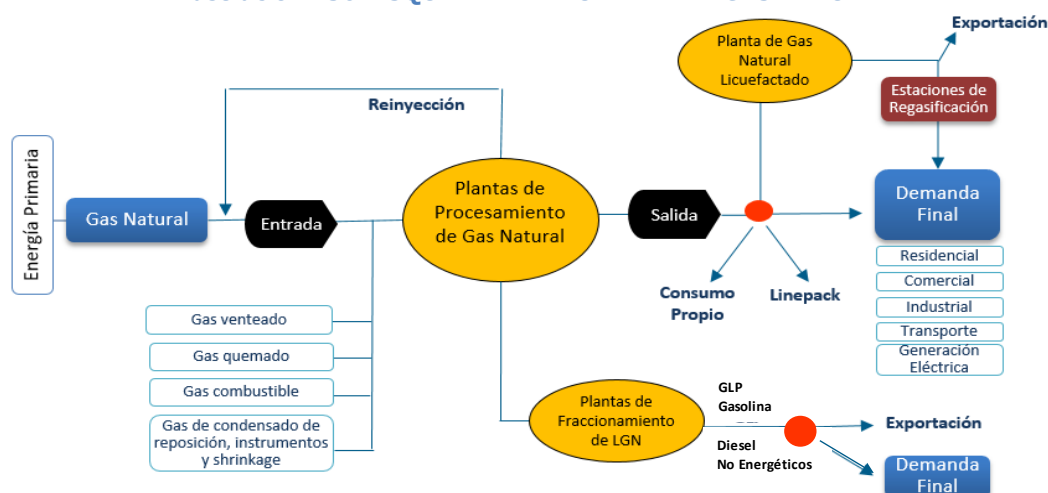
Cadena de gas natural

El flujo de la cadena de gas natural identifica al inicio, el ingreso de la mencionada fuente primaria a las plantas de procesamiento. De esta planta resulta principalmente, el gas natural seco, y los líquidos de gas natural (LGN).

El gas natural seco, es considerado una fuente secundaria de tipo combustible, y según se muestra en el flujo, una fracción del gas es utilizada para consumo propio de la planta de procesamiento, y el resto se transporta. El transporte es vía gaseoductos que llegan; por un lado, hacia sistemas de distribución de red de ductos hasta al consumidor final; y por otro lado, a Plantas de Licuefacción de Gas Natural para obtener gas natural licuado (GNL), el mismo que puede ser transportado y/o exportado vía terrestre o marítimo a estaciones de regasificación. Las estaciones mencionadas permiten continuar la distribución del gas seco hasta el consumidor final. Cabe precisar, que existe un volumen de gas que se mantiene “almacenado” a lo largo del gaseoducto, y que es denominado “linepack”. Asimismo, dentro de las operaciones de extracción y procesamiento de gas natural, existen flujos que pueden ser: venteos, quemas, reinyección a pozos de almacenamiento, entre otras acciones, que permiten descargar y controlar la sobrepresión del gas.

Los líquidos de gas natural, son considerados fuente primaria, porque son dirigidos a plantas de fraccionamiento para obtener productos derivados (GLP, Gasolina, Diesel, otros no energéticos), los cuáles se dispondrán al consumidor final o para exportación.

Ilustración 136: ESQUEMA DE LA CADENA DE GAS NATURAL



Fuente: Elaboración Propia

* Para efectos del BNE se está considerando a los destilados medios como diésel B5, dado que son utilizados para la producción del mismo.

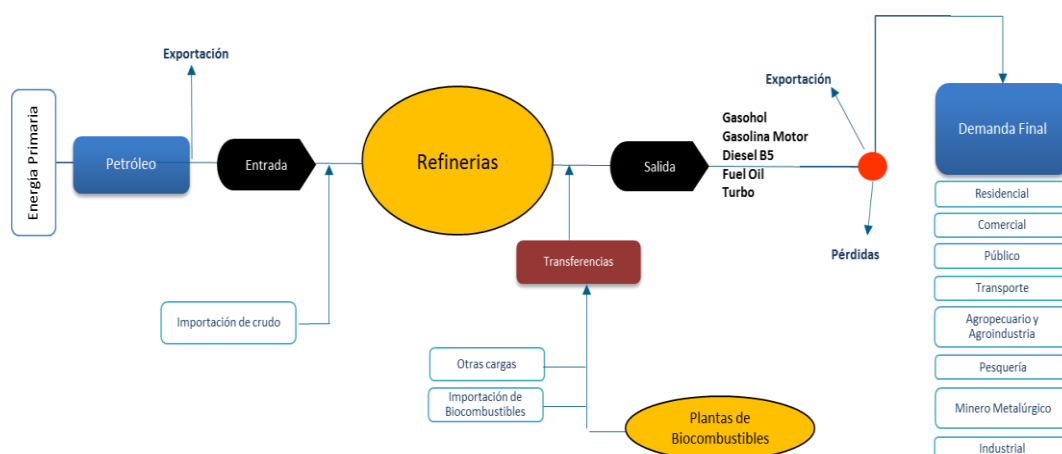
Cadena de petróleo crudo

El flujo de la cadena de petróleo crudo muestra que una parte de la mencionada fuente se exporta, y el resto ingresa a las refinерías junto con el petróleo importado.

Las refinерías transforman el petróleo crudo y producen diversos derivados de hidrocarburos, contando también para ello, con transferencias recibidas de otras cargas de derivados y/o de biocombustibles importados y nacionales.

De esta manera, a la salida de las refinерías se obtiene diversos tipos de combustibles, como son: gasohol, gasolina motor, diésel B5, fuel oil, turbo, entre otros. Finalmente, estos productos son transportados hasta el consumidor final, o destinados para exportación.

Ilustración 137: ESQUEMA DE LA CADENA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS



Fuente: Elaboración Propia

10.3.2 Reservas de hidrocarburos

10.3.2.1 Reservas de gas natural

Las reservas probadas de gas natural se estimaron en 9,669 TCF ($273,81 \times 10^9 \text{ m}^3$), según datos disponibles del 31 de diciembre de 2020, donde la mayor participación corresponde a la zona Selva Sur (96,8%). Estas reservas fueron 0,473 TCF menor que el registrado a la fecha del 31 de diciembre de 2019. La disminución se debió principalmente a la producción del año 2020 en los lotes 56, 57, 88 y 58.

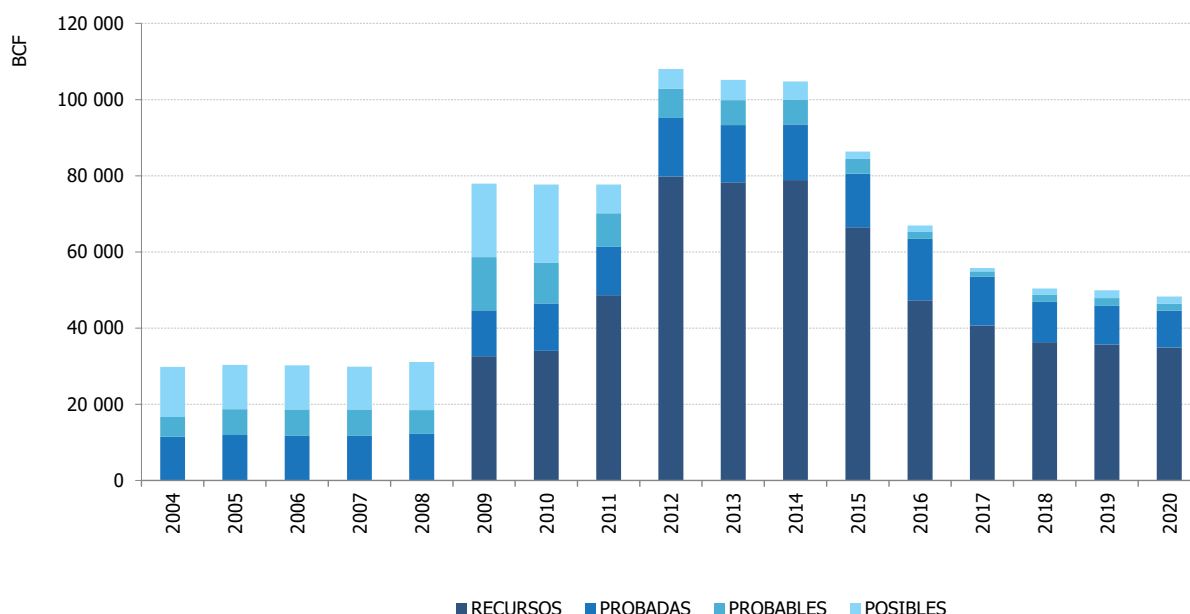
**Tabla 47: RESERVAS DE GAS NATURAL
(UNIDAD: BCF)**

FASE / ZONA		RESERVAS				RECURSOS		
		PROBADAS			PROBABLES	POSIBLES	Contingentes	Prospectivas
		Desarrolladas	No Desarrolladas	Total Probadas				
Fase de explotación	Zócalo	30	-	30	37	14	807	2 472
	Noroeste	221	62	283	62	72	194	214
	Selva	6 598	2 758	9 356	1 747	1 745	2 987	1 357
Fase de exploración		-	-	-	-	-	137	828
Áreas sin contrato / no operadas		-	-	-	-	-	-	25 941
TOTAL		6 849	2 820	9 669	1 845	1 831	4 125	30 812
								34 938

Fuente: Elaboración Propia / Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2020

En la siguiente ilustración se muestran los valores de estimación histórica de las reservas y recursos de gas natural publicado en los Libros Anuales de Recursos de Hidrocarburos. Es preciso señalar, que los recursos provienen principalmente de una reclasificación de reservas posibles a recursos a partir del año 2009.

Ilustración 138: EVOLUCIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS DE GAS NATURAL
(UNIDAD: BCF)



Fuente: Elaboración Propia / Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos DGH-MINEM

10.3.2.2 Reservas de líquidos de gas natural

Las reservas probadas de líquidos de gas natural se estimaron en $463\,050 \times 10^3$ BLS según datos disponibles del 31 de diciembre de 2020, donde la mayor participación corresponde a la zona Selva Sur (99,4%). Esta cantidad de reserva fue menor en 6,1% respecto a lo registrado a la fecha del 31 de diciembre de 2019. La disminución se debió principalmente a la producción del año 2020.

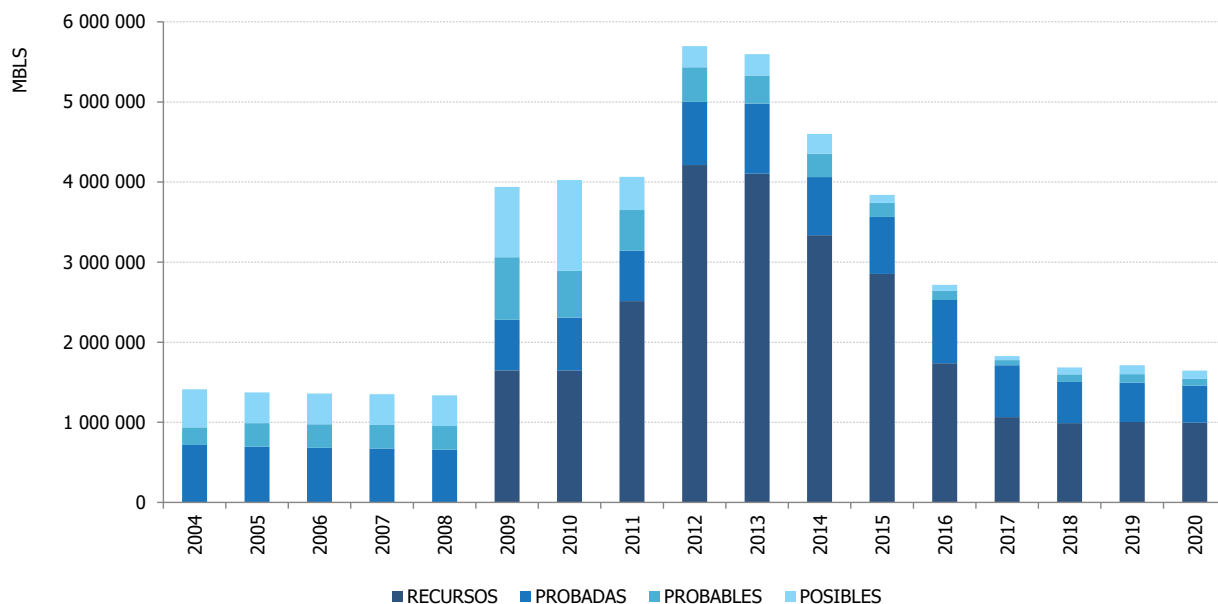
Tabla 48: RESERVAS DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL
(UNIDAD: MBLs)

FASE / ZONA		RESERVAS				RECURSOS		
		PROBADAS			PROBABLES	POSIBLES	Contingentes	Prospectivas
		Desarrolladas	No Desarrolladas	Total Probadas				
Fase de explotación	Zócalo	2 999		2 999	1 068	1 041	4 990	4 990
	Noroeste			-				-
	Selva	329 688	130 362	460 050	85 023	102 338	129 904	-
Fase de exploración								-
Áreas sin contrato / no operadas								859 689
TOTAL		332 687	130 362	463 050	86 092	103 379	134 894	859 689
								994 583

Fuente: Elaboración Propia / Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2020

En la siguiente gráfica se muestran los valores de estimación histórica de las reservas y recursos de líquidos de gas natural publicado en los Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos. Es preciso señalar, que los recursos provienen principalmente de una reclasificación de reservas posibles a recursos a partir del año 2009.

Ilustración 139: EVOLUCIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL (UNIDAD: MBLs)



Fuente: Elaboración Propia / Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos DGH-MINEM

10.3.2.3 Reservas de petróleo crudo

Las reservas probadas de petróleo se estimaron en $300\,224 \times 10^3$ BLS según datos disponibles del 31 de diciembre de 2020. Dicho valor fue menor en 13,9% respecto a lo registrado a la fecha del 31 de diciembre de 2019. La principal variación se dio en el lote 8 que, en base a la información presentada, sus volúmenes han sido clasificados como Recursos Contingentes en el más alto grado de madurez; así como, en los lotes X y III.

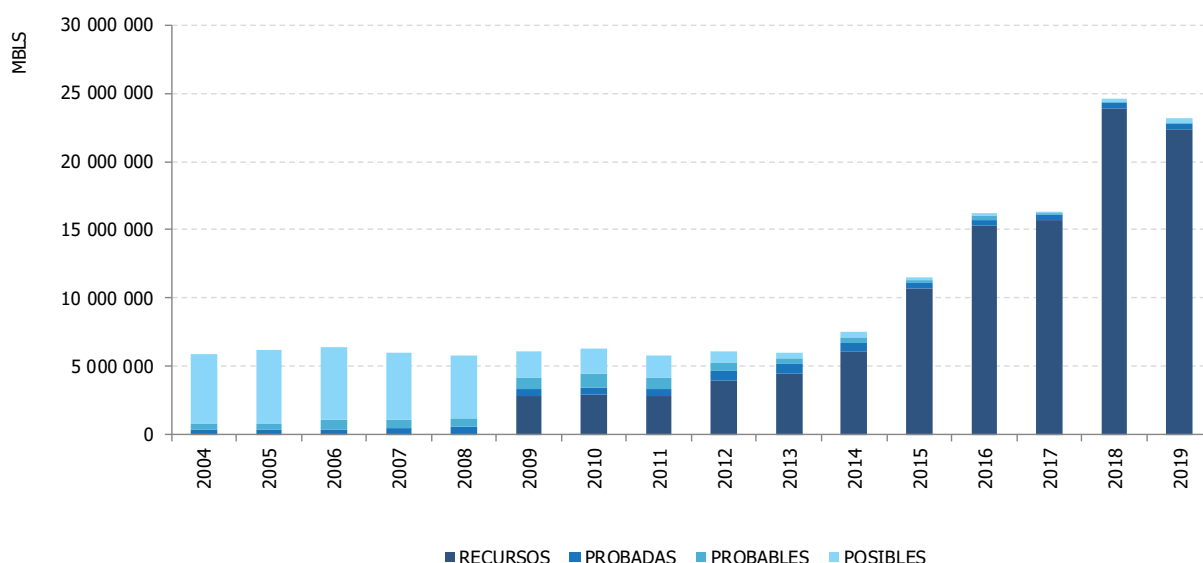
Tabla 49: RESERVAS DE PETRÓLEO (UNIDAD: MBLs)

ZONA		PROBADAS			PROBABLES	POSIBLES	RECURSOS		
		Desarrolladas	No Desarrolladas	Total Probadas			Contingentes	Prospectivas	Total Recursos
Fase de explotación	Zócalo	19 423	-	19 423	12 398	13 000	69 890	300 701	370 591
	Noroeste	89 944	30 757	120 701	22 643	21 208	41 169	98 722	139 891
	Selva	60 504	99 596	160 100	111 826	298 141	400 602	342 800	743 402
Fase de exploración								1 861 879	1 861 879
Áreas sin contrato / no operadas							6 540	9 968 640	9 975 180
TOTAL		169 870	130 353	300 224	146 866	332 349	518 200	12 572 742	13 090 942

Fuente: Elaboración Propia / Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2020

En la siguiente gráfica se muestran los valores de estimación histórica de las reservas y recursos de petróleo publicado en los Libros Anuales de Recursos de Hidrocarburos. Es preciso señalar, que los recursos provienen principalmente de una reclasificación de reservas posibles a recursos a partir del año 2009.

**Ilustración 140: EVOLUCIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS DE PETRÓLEO
(UNIDAD: MBLs)**



Fuente: Elaboración Propia / Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos DGH-MINEM

10.3.3 Producción de hidrocarburos

10.3.3.1 Producción de campo de gas natural

El gas natural se puede encontrar en los reservorios en dos formas: como "gas asociado", cuando está en contacto o disuelto en el petróleo crudo y como gas "no asociado", cuando no hay presencia de petróleo crudo.

Durante el año 2021, la producción de campo de gas natural de los yacimientos de gas no asociado y asociado fue de $18\,820,6 \times 10^6 \text{ m}^3$. Esta producción fue mayor en 1,5% respecto al año anterior, influenciado principalmente por una mayor producción del lote 88, que es una de los lotes con mayor producción de gas natural en el país.

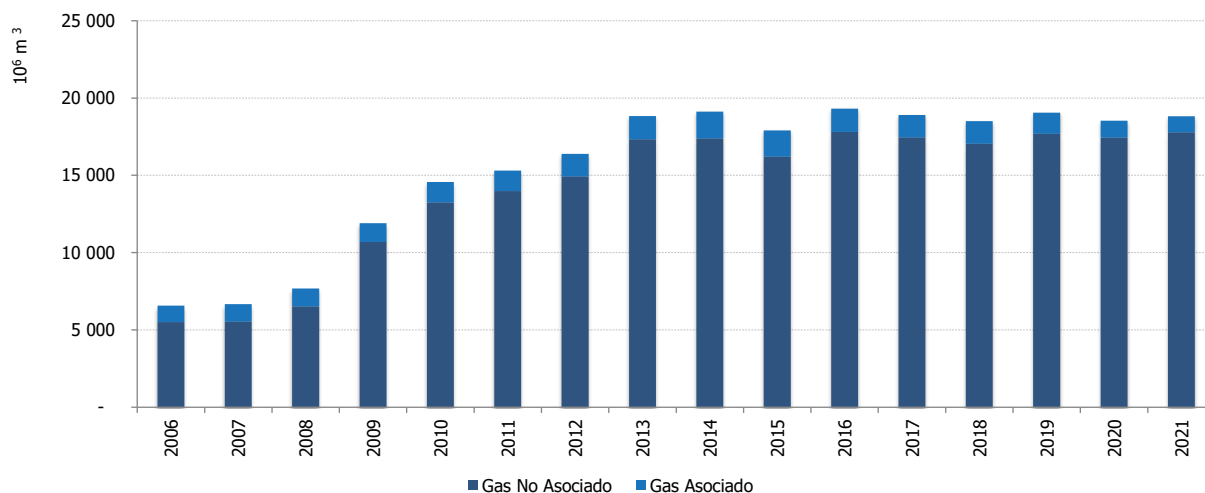
Cabe precisar, que la producción de gas no asociado representó el 94,5% de la producción total, con un valor de $17\,777,1 \times 10^6 \text{ m}^3$, mientras que la producción de gas asociado fue el 5,5% con un valor de $1\,043,4 \times 10^6 \text{ m}^3$.

Tabla 50: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CAMPO DE GAS NATURAL
(UNIDAD: 10⁶ m³)

ZONA / COMPAÑÍA	LOTE	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
GAS ASOCIADO																	
GMP	I	32,8	35,9	39,8	37,8	45,3	48,6	56,3	69,3	129,9	101,1	87,2	69,7	55,9	45,5	39,4	36,0
PETROMONT	II	6,1	7,6	11,5	10,3	12,7	12,3	10,2	11,0	10,0	11,9	11,4	5,8	8,8	14,6	15,1	16,8
GMP	III	19,7	35,9	34,0	37,7	51,3	61,0	49,0	55,8	33,7	41,6	34,6	26,6	28,6	21,6	17,4	15,7
GMP	IV	5,5	19,4	17,5	13,8	7,3	5,5	5,6	6,2	5,6	6,1	5,7	19,3	36,0	45,1	37,9	28,0
GMP	V	5,2	4,1	2,4	3,5	4,2	4,1	4,3	3,7	4,4	5,0	3,5	2,7	3,0	3,4	3,6	3,9
SAPET	VII/VI	38,5	33,3	32,1	29,1	34,2	32,5	35,0	38,5	38,0	35,4	35,7	37,2	43,2	47,2	49,6	52,3
UNIPETRO	IX	1,2	1,2	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6
CNPC	X	169,6	193,0	223,5	215,4	223,0	228,3	246,2	220,8	196,0	210,2	217,6	209,8	235,6	252,8	267,2	252,2
OLYMPIC	XIII			16,9	31,7	75,8	78,2	83,2	117,1	163,3	156,2	66,0	51,1	28,0	34,2	26,8	25,9
PETROMONT	XV				0,1	0,3	1,0	0,8	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1	0,2	0,3	0,5	0,5
PETROMONT	XX				0,3	0,3	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Costa Norte		278,8	330,5	379,0	380,8	455,4	472,9	491,8	524,0	582,2	568,5	462,8	423,3	440,0	465,5	458,4	432,0
BPZ	Z-1				66,8	60,2	91,0	124,8	144,8	275,1	290,3	300,6	309,1	306,1	208,2	15,7	0,4
SAVIA	Z-2B	677,3	687,6	681,1	679,2	710,1	675,0	754,7	755,6	798,1	777,5	717,3	693,0	678,9	639,2	610,1	609,8
Zócalo		677,3	687,6	681,1	746,0	770,3	766,0	879,5	900,5	1 073,2	1 067,8	1 017,9	1 002,2	985,0	847,4	625,8	610,2
CEPSA	131											0,3	0,7	0,8	0,8	0,7	0,6
PACIFIC STRATUS	192								0,0	2,9	13,4	6,9	17,8	32,5	31,1	6,5	
PERENCO	67										0,7	0,1		0,2	0,7	0,3	0,7
PLUSPETROL NORTE	8	22,4	24,6	25,1	23,6	22,0	19,7	18,5	16,6	17,4	14,8	8,5	11,9	11,5	9,7	9,7	
	1-AB	90,7	81,9	76,5	64,5	72,8	68,7	67,2	63,7	58,6							
PETROTAL	95																
Selva		113,1	106,5	101,6	88,1	94,8	88,4	85,7	80,3	79,0	59,6	15,7	30,4	45,0	42,3	17,2	1,2
Subtotal Gas Asociado		1 069,2	1 124,6	1 161,7	1 214,9	1 320,4	1 327,3	1 456,9	1 504,8	1 734,4	1 695,8	1 496,4	1 455,9	1 470,0	1 355,2	1 101,4	1 043,4
GAS NO ASOCIADO																	
GMP	I	5,7	12,1	15,7	14,9	5,9	3,6	0,7	0,0		4,6	7,8	14,6	16,5	12,4	6,6	4,3
PETROMONT	II	1,2	2,0	3,0	2,7	2,9	4,1	3,7	3,8	11,6	12,8	15,1	19,5	17,8		2,3	
GMP	III	2,5	3,9	14,6	16,2												
SAPET	VII/VI	12,4	12,5	10,2	19,2	6,5	6,7	4,0	1,5	41,0	4,2	6,3	5,0	1,8	2,6	2,5	2,5
OLYMPIC	XIII	19,6	24,2	13,4	12,9	0,6	0,6				46,0	67,6	100,3	130,4	179,4	137,4	125,2
CNPC	X																
Costa Norte		41,5	54,7	56,9	65,9	15,9	15,0	8,4	5,3	52,6	67,5	96,8	139,5	166,5	203,4	148,9	132,1
PLUPETROL CORP.	88	4 773,2	4 771,5	4 535,3	5 714,3	8 124,3	7 593,9	7 760,8	10 155,8	10 587,5	10 295,1	10 690,4	10 479,5	10 477,1	10 538,2	10 799,8	11 719,0
	56			1 231,7	4 234,7	4 509,6	5 792,9	6 579,8	6 623,3	5 576,6	4 548,1	5 169,3	4 786,4	4 205,4	4 675,6	4 304,3	4 446,2
REPSOL	57									645,0	763,4	1 409,5	1 572,6	1 732,0	1 841,7	1 831,7	1 219,6
AGUAYTIA	31-C	693,1	711,9	687,0	670,2	592,0	572,2	573,9	539,4	528,0	529,8	448,7	473,0	458,5	433,1	348,9	260,2
Selva		5 466,2	5 483,4	6 454,1	10 619,2	13 226,0	13 959,0	14 914,5	17 318,5	17 337,2	16 136,4	17 717,8	16 873,0	17 311,5	17 488,6	17 284,6	17 645,0
Subtotal Gas No Asociado		5 507,7	5 538,1	6 511,0	10 685,1	13 241,9	13 974,0	14 922,9	17 323,8	17 389,8	16 203,9	17 814,6	17 450,9	17 039,5	17 692,0	17 433,5	17 777,1
TOTAL		6 576,9	6 662,7	7 672,7	11 900,0	14 562,4	15 301,4	16 379,8	18 828,7	19 124,3	17 899,7	19 311,0	18 906,8	18 509,5	19 047,1	18 534,8	18 820,6

Fuente: Elaboración Propia / Estadística PeruPetro

Ilustración 141: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CAMPO DE GAS NATURAL
(10⁶ m³)



Fuente: Elaboración Propia / Estadística PeruPetro

Gas Natural no aprovechado

De la producción realizada, existe gas natural no aprovechado que se clasifica de la siguiente manera:

Gas reinyectado.- Es el gas devuelto al yacimiento a través de los pozos de reinyección a fin de mantener la presión del pozo.

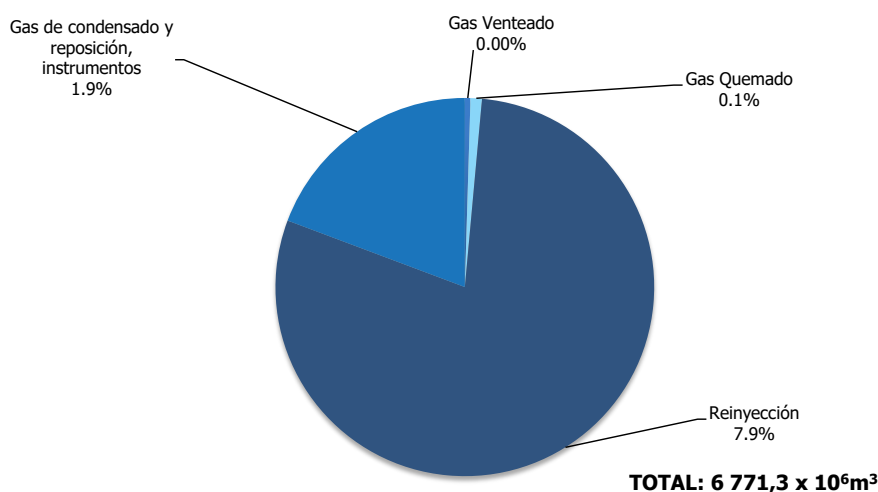
Gas venteado.- Es el gas que escapa directamente al ambiente, sin ser aprovechado como combustible, éste se considera como merma de los procesos de producción del gas natural.

Gas quemado.- Es el gas quemado en antorchas después de ser extraído de los pozos. No es empleado como combustible.

Gas de condensado de reposición, instrumentos y shrinkage.- Consiste en la reducción del volumen inicial de gas natural, como resultado de la condensación de los líquidos del gas natural y el agua asociada.

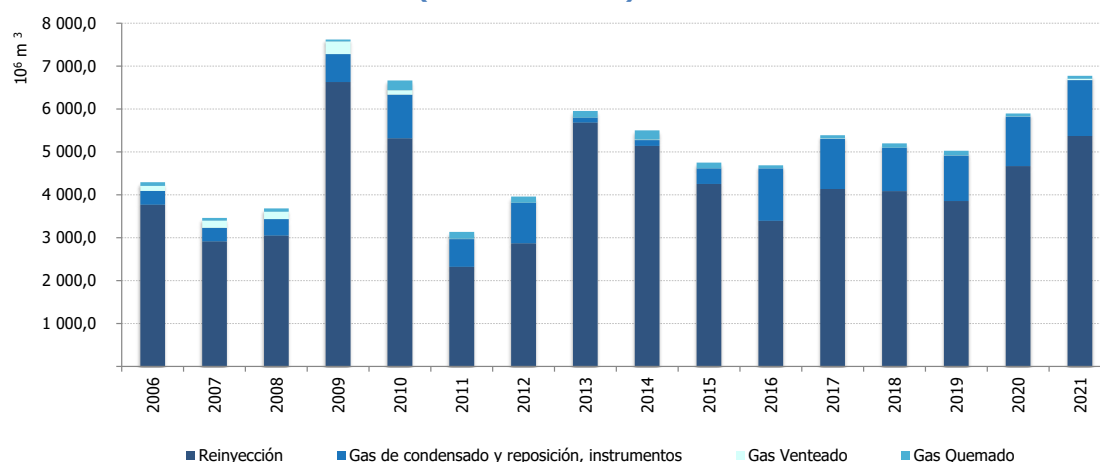
En el año 2021, el volumen de gas natural no aprovechado fue de $6\,771,3 \times 10^6 \text{ m}^3$, cifra superior en 14,9 % respecto al año anterior, influenciado principalmente por la reinyección de gas natural.

Ilustración 142: PARTICIPACIÓN DE CLASES DE GAS NATURAL NO APROVECHADO



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas Perupetro

Ilustración 143: EVOLUCIÓN DEL GAS NATURAL NO APROVECHADO (UNIDAD: 10^3 m^3)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas Perupetro

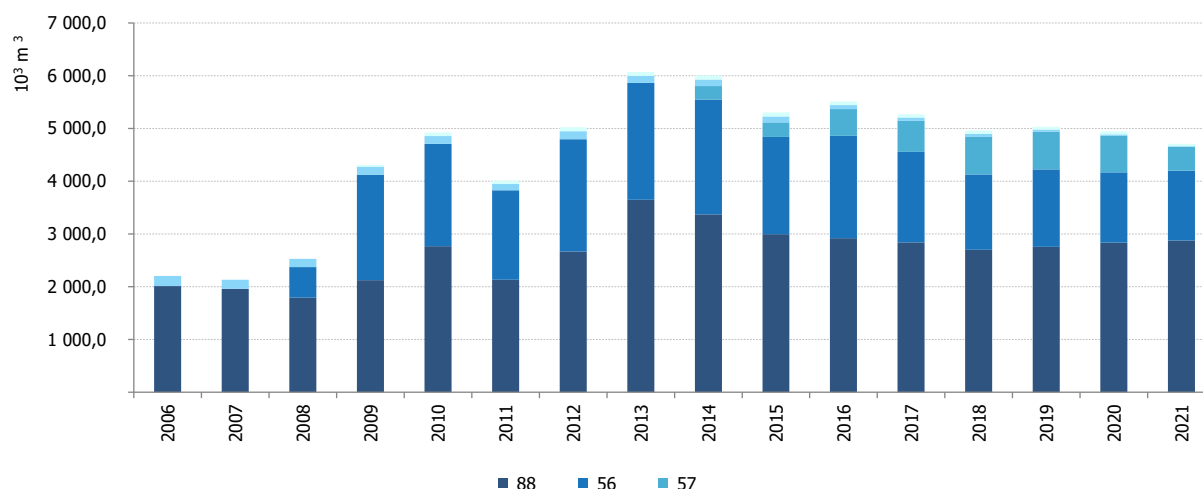
10.3.3.2 Producción fiscalizada de líquidos de gas natural

Durante el año 2021, la producción de líquidos de Gas Natural fue de $4\,707,0 \times 10^3 \text{ m}^3$; esta producción fue menor en 5,0 % respecto al año anterior, influenciado principalmente por la producción en el lote 57.

Tabla 51: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL (UNIDAD: 10^3 m^3)

COMPANIA	LOTE	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
AGUAYTIA	31 C	193,0	174,0	155,2	154,7	145,0	120,8	155,6	133,2	124,7	114,5	75,0	65,2	60,7	43,8	26,7	13,2
PLUPETROL CORP.	88	2 012,5	1 958,8	1 790,1	2 123,2	2 767,8	2 133,3	2 666,3	3 646,8	3 369,4	2 995,5	2 920,8	2 840,2	2 698,8	2 756,5	2 835,1	2 876,3
	56			583,0	1 998,2	1 940,9	1 694,4	2 127,3	2 214,8	2 177,4	1 845,7	1 937,1	1 714,5	1 426,6	1 468,4	1 331,4	1 321,9
REPSOL	57									255,9	273,0	511,0	588,2	714,4	708,9	693,6	451,1
SAVIA	Seiva	2 205,5	2 132,8	2 528,3	4 276,1	4 853,7	3 948,6	4 949,1	5 994,8	5 927,5	5 228,8	5 443,8	5 208,1	4 900,6	4 977,6	4 886,8	4 662,5
	Zócalo				32,3	69,1	59,0	74,0	76,2	74,1	74,8	68,3	59,6	59,5	55,5	55,8	44,5
						32,3	69,1	59,0	74,0	76,2	74,1	74,8	68,3	59,6	59,5	55,5	55,8
TOTAL		2 205,5	2 132,8	2 528,3	4 308,4	4 922,8	4 007,6	5 023,1	6 071,0	6 001,6	5 303,6	5 512,1	5 267,7	4 960,0	5 033,2	4 942,6	4 707,0

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas Perupetro

Ilustración 144: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL (UNIDAD: 10³ m³)

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas Perupetro

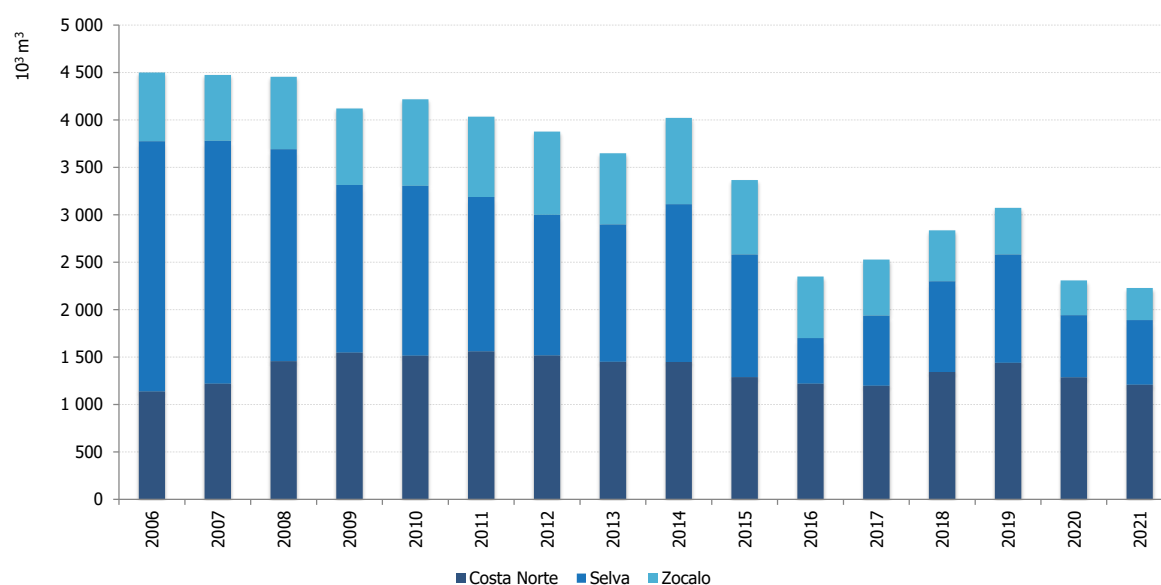
10.3.3.3 Producción fiscalizada de petróleo

Durante el año 2021, la producción de petróleo fue de 2 227,7 x 10³ m³; esta producción fue menor en 3,5 % respecto al año anterior, influenciado por la producción de los lotes 192, 8 y X, ubicados en la selva y costa norte, respectivamente.

Tabla 52: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO (UNIDAD: 10³ m³)

COMPANÍA	LOTE	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
GMP	I	45,0	49,8	52,1	47,5	58,3	61,0	72,9	84,7	94,2	80,6	60,6	49,3	41,9	37,6	34,9	31,1
PETROMONT	II	33,3	32,8	40,6	37,4	33,3	29,3	26,2	24,6	22,6	20,7	18,5	16,6	17,9	19,1	23,0	22,3
GMP	III	53,0	58,3	119,8	233,4	171,6	191,0	130,3	112,7	90,5	71,6	55,3	42,6	43,8	41,9	39,4	30,6
GMP	IV	65,8	91,1	95,3	67,0	55,9	49,4	44,9	41,3	38,9	37,0	37,0	84,4	120,0	150,5	124,9	109,8
GMP	V	7,5	8,9	11,8	9,8	11,1	8,9	8,7	7,7	7,7	9,4	7,5	5,8	6,3	6,1	5,5	5,4
SAFET	VI/VII	177,1	166,2	161,2	172,3	182,9	176,9	194,6	200,7	207,7	196,2	186,4	180,1	218,9	226,1	202,4	228,4
UNIPETRO	IX	16,2	15,5	15,6	15,2	14,1	13,2	12,7	11,9	11,4	10,4	11,0	10,1	10,0	9,8	9,4	9,0
CNPC	X	739,0	772,5	823,0	773,9	758,2	781,5	823,2	671,1	602,7	620,1	626,7	649,5	767,4	831,1	762,8	700,7
OLYMPIC	XIII	0,1	19,5	133,6	186,6	224,9	239,1	194,5	288,9	367,6	236,6	212,8	157,2	113,8	114,1	80,9	68,5
PETROMONT	XV	1,1	1,0	1,1	1,1	1,3	6,4	7,4	5,0	3,9	3,4	2,8	2,3	2,1	2,1	2,0	1,7
PETROMONT	XX		2,7	2,1	2,6	3,1	2,4	2,0	1,8	1,4	1,1	0,9	0,7	1,3	0,9	0,8	0,7
Costa Norte		1 137,9	1 218,4	1 456,0	1 547,0	1 514,7	1 559,3	1 517,5	1 450,3	1 448,6	1 289,1	1 219,4	1 198,7	1 343,3	1 439,4	1 286,0	1 208,2
SAVIA	Z-2B	724,3	689,7	639,2	647,1	670,8	628,0	684,5	592,9	620,9	557,6	486,6	455,8	444,4	415,2	361,3	338,7
SAVIA	Z-6						0,5								0,5		
BPZ	Z-1		4,6	124,8	159,7	241,2	219,2	194,3	157,9	287,9	226,1	162,1	135,2	91,3	75,8	5,2	
Zócalo		724,3	694,2	764,0	806,8	912,0	847,7	878,7	750,8	908,8	783,7	648,7	591,0	535,7	491,6	366,5	338,7
PLUSPETROL	1-AB	1 624,6	1 547,1	1 308,9	950,8	1 085,2	1 023,9	894,5	859,7	752,8	412,5						
PACIFIC STRATUS	192										139,5	66,0	220,6	420,0	390,9	75,6	
PLUSPETROL	8	986,8	989,1	898,6	791,1	679,3	578,8	563,1	553,7	554,7	446,2	254,6	339,0	327,3	256,1	94,4	
MAPLE	31 B/D	27,7	25,8	23,3	20,5	20,9	21,2	19,2	17,3	17,1	15,4	6,1	4,3	1,2			
MAPLE	31 E			4,8	5,7	5,7	5,1	5,4	6,0	4,9	4,0	2,5	1,7	0,4			
PERENCO	67								2,3	293,6	88,3	20,9		21,4	80,2	39,2	82,1
CEPSA	131								0,4	41,1	187,5	130,5	172,6	159,3	178,0	118,6	85,3
GRAN TIERRA	95								1,0					27,1	238,3	328,4	513,4
PLUSPETROL	102								8,1								
Selva		2 639,2	2 562,1	2 235,7	1 768,1	1 791,2	1 629,0	1 482,2	1 448,4	1 664,1	1 293,3	480,6	738,2	956,7	1 143,6	656,2	680,8
TOTAL		4 501,4	4 474,7	4 455,7	4 121,9	4 217,9	4 036,0	3 878,4	3 649,5	4 021,5	3 366,1	2 348,6	2 527,8	2 835,7	3 074,5	2 308,7	2 227,7

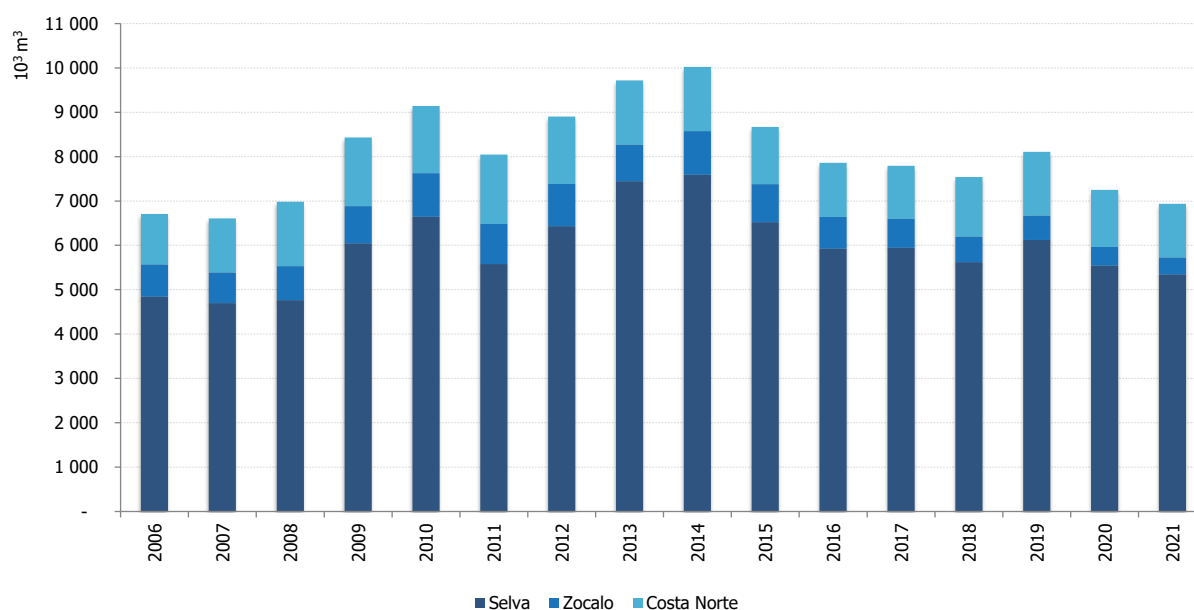
Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas Perupetro

**Ilustración 145: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO
(UNIDAD: 10^3 m^3)**

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas - DGH - MINEM

10.3.3.4 Resumen de producción fiscalizada de hidrocarburos líquidos por zona

En general, los hidrocarburos líquidos, compuesto por los líquidos de gas natural y el petróleo crudo, tuvieron en el año 2021 una producción total de $6\,934,8 \times 10^3 \text{ m}^3$, que es 10,6 % menor al año anterior. De dicho total, al igual que años anteriores, predominó la participación de la zona de selva, con el 77,1%. La participación en las otras zonas fue de 17,4% de la Costa Norte, y 5,5% del Zócalo.

Ilustración 146: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS POR ZONA (UNIDAD: 10^3 m^3)

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas - DGH - MINEM

10.3.4 Infraestructura en el Sector Hidrocarburos

10.3.4.1 Plantas de procesamiento, transporte y distribución de gas natural

Infraestructura de plantas de procesamiento

En la siguiente tabla se muestran las capacidades instaladas de las unidades de procesamiento de gas natural y fraccionamiento de líquidos de gas natural.

Tabla 53: INFRAESTRUCTURA EXISTENTE DE GAS NATURAL

Empresas	Unidades Operativas	Capacidad Instalada
Graña y Montero Petrolera S.A.	Planta de Separación de Gas Natural – GMP	40 MMPCD
	Planta de Fraccionamiento de LGN – GMP	3,0 MBPD
Procesadora de Gas Pariñas S.A.C.	Planta Criogénica de Gas Natural	50 MMPCD
Aguaytía Energy del Perú S.R.L.	Planta de Separación de Gas Natural – Curimaná	65 MMPCD
	Planta de Fraccionamiento de LGN – Yarinacocha	4,4 MBPD
Pluspetrol Perú Corporation S.A.	Planta de Separación de Gas Natural – Malvinas	1 680 MMPCD
	Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural (LGN) – Pisco	120 MBPD
Perú LNG	Planta de Licuefacción de Gas Natural – Pampa Melchorita	625 MMPCD

Fuente: Elaboración Propia

Infraestructura de transporte de gas natural por ductos

Asimismo, en la tabla siguiente se muestra la longitud y capacidades a fines de 2021, de la infraestructura de transporte de gas natural, que van desde las plantas de procesamiento hasta los sistemas de distribución. Se incluye un poliducto que permite el transporte de líquidos de gas natural, además de las plantas de compresión relevantes.

Tabla 54: INFRAESTRUCTURA DE DUCTOS PARA TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Empresas	Infraestructura	Origen	Destino	Longitud	Capacidad acumulada
Olimpic Perú Inc.	Ducto	Estación La Casita	Estación Olimpic	33 km	11 MMPCD
Aguaytía Energy	Ducto	Aguaytía	CT Aguaytía	146 km	55 MMPCD
Transportadora del Gas del Perú – TGP	Ducto principal	Camisea (Planta Malvinas)	Lurín	729 km	920 MMPCD
	Loop Costa I	Pampa Melchorita	Chilca	105 km	
	Loop Costa II	Chilca	City Gate Lurin	31km	
	Ducto de derivación	KP- 277 Ducto principal	City Gate Huamanga (Ayacucho)	18 km	
	Planta de Compresión Chiquintirca	Ayacucho (distrito de Anco)		-	1 104 MMPCD
	Planta de Compresión Kámani	Cusco (localidad de Kepashiato) – KP- 127 Ducto Principal		-	1 540 MMPCD
Perú LNG	Ducto	Chiquintirca	Pampa Melchorita	408 km	620MMPCD
TGP	Poliducto	Camisea	Pisco	557km	120 MBPD
Pluspetrol Perú Corporation S.A.	Ducto	Humay	Pisco (Planta de Fraccionamiento)	40 km	35 MMPCD

Fuente: Elaboración Propia

Infraestructura del sistema de distribución de gas natural

Al 2021, respecto a infraestructura del sistema de distribución de gas natural existen cinco concesiones que operan comercialmente:

- Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, administrada por la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A. – Cálidda, cuya concesión comprende el departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao, y que inició su operación comercial en agosto del año 2004.
- Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica, administrada por la empresa Contugas S.A.C., y que inició operación comercial en abril de 2014.
- Concesión Norte, para las ciudades de Chimbote, Chiclayo, Trujillo, Huaraz, Cajamarca, Lambayeque y Pacasmayo. Estas ciudades corresponden a las regiones de Lambayeque, Cajamarca, La Libertad, y Áncash. La concesión es administrada por la empresa Quavii – Gases del Pacífico, e inició sus operaciones comerciales en diciembre del 2017.
- Concesión SurOeste, para las ciudades de Arequipa, Moquegua, Ilo y Tacna. Estas ciudades corresponden a las regiones de Arequipa, Moquegua y Tacna. La concesión es administrada por la empresa Petroperu, y también inició sus operaciones en diciembre del 2017.
- Concesión Piura, para las ciudades del departamento de Piura. La concesión es administrada por la empresa Gases del Norte de Perú – Gasnorp, e inició sus operaciones el 30 de abril de 2021.

Es preciso señalar, que las concesiones en las zonas norte y suroeste del país incluyen: 1) gaseoductos virtuales, que se refieren al transporte vía terrestre del gas natural en estado líquido (Gas Natural Licuado – GNL) desde, la planta de licuefacción de gas natural Pampa Melchorita, hasta las ciudades a abastecer; 2) un sistema de recepción, almacenamiento y regasificación del GNL instalados en las ciudades receptoras, incluyendo estaciones de regulación, medición y odorización; 3) sistemas de distribución por red de ductos que llevan el gas natural seco hasta los usuarios finales.

10.3.4.2 Refinerías de Petróleo

La siguiente tabla muestra las capacidades instaladas de las unidades de refinación en operación.

Tabla 55: INFRAESTRUCTURA EXISTENTE EN REFINERÍAS DE PETRÓLEO

Empresa Operadora	Refinerías	Capacidad Instalada
Grupo Repsol Petroperú S.A.	Refinería La Pampilla	117 MBPD
	Refinería Talara	65 MBPD
	Refinería Iquitos	12 MBPD
	Refinería Conchán	15,5 MBPD
	TOTAL	209,5 MBPD

Fuente: Elaboración Propia

Es preciso señalar, que la Refinería Talara se encuentra actualmente implementado su proyecto de modernización, el cual permitirá ampliar su capacidad de procesamiento a 95MBPD.

10.3.5 Producción de hidrocarburos líquidos en plantas de procesamiento y refinerías

10.3.5.1 Producción en Plantas de Procesamiento

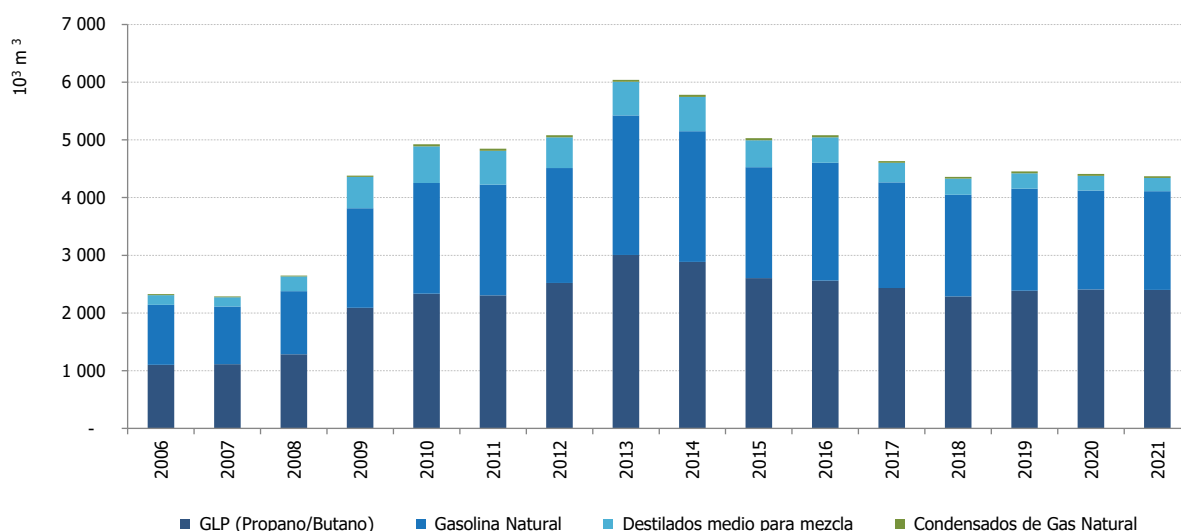
En el año 2021, la producción total de derivados a partir de los líquidos de gas natural, fue de $4\,396,0 \times 10^3 \text{ m}^3$, que es 0,57% mayor al registrado el año anterior. La estructura de producción estuvo conformada principalmente de GLP (incluyendo propano y butano) y gasolina natural, en 55,0% y 39,1%, respectivamente. El resto de la producción son destilados medios (5,2%) y no energéticos (menos de 0,7%).

Tabla 56: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS A PARTIR DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL
(UNIDAD: 10³ m³)

COMPañÍA / PRODUCTOS	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
GLP (Propano/Butano)	959,2	967,0	1 161,5													
Propano				1 356,7	1 484,9	1 477,0	1 601,8	1 963,0	1 863,4	1 672,5	1 666,2	1 612,9	1 497,3	1 579,1	1 560,4	1 605,6
Butano				615,7	693,3	671,6	754,3	904,3	873,6	781,9	763,6	702,7	677,1	703,5	750,6	728,0
Destilados medio para mezcla*	168,9	160,5	255,5	545,3	635,4	587,4	531,9	582,0	596,7	464,8	441,1	341,3	281,6	267,0	255,5	230,0
Gasolina Natural*	891,7	858,8	969,4	1 619,0	1 825,1	1 827,9	1 901,8	2 339,0	2 187,9	1 850,4	1 994,8	1 789,6	1 720,7	1 738,6	1 697,3	1 708,2
Pluspetrol Perú Corporation	2 019,8	1 986,3	2 386,3	4 136,7	4 638,7	4 563,9	4 789,8	5 788,3	5 521,6	4 769,7	4 865,7	4 446,5	4 176,7	4 288,2	4 263,8	4 271,7
GLP	65,1	57,6	48,9	51,9	52,9	54,2	63,6	54,6	50,8	44,7	28,4	25,0	23,6	16,3	10,2	4,4
Gasolina Natural	127,9	116,3	106,2	102,7	92,4	88,6	91,9	78,4	73,9	69,7	46,4	40,7	38,9	27,4	15,7	11,3
Aguaytia	193,0	174,0	155,1	154,6	145,3	142,8	155,5	133,0	124,7	114,4	74,7	65,7	62,5	43,7	26,0	15,7
Gasolina Natural																
GLP	24,8	26,0	28,3	48,4	52,8	53,7	47,0	31,8	47,1	54,4	55,7	50,2	48,5	50,1	48,1	48,5
Propano/Butano	0,1															
Condensados de Gas Natural	16,8	16,1	16,8	14,0	15,4	17,0	14,9	9,2	14,0	16,6	16,8	11,2	11,6	15,8	15,6	15,6
Pentano																
GMP	41,6	42,1	45,2	62,4	68,2	70,6	61,9	41,0	61,1	71,0	72,5	61,4	60,2	65,9	63,7	64,1
Gasolina Natural	17,6	20,8	15,8													
Propano/Butano	55,5	64,7	47,9													
Propano				10,7	27,6	25,6	27,0	26,9	26,4	26,9	24,4	20,8	21,3	19,6	38,1	14,8
Butano				9,0	24,7	24,7	26,2	27,0	25,8	26,1	23,8	20,5	20,5	19,0		15,0
Condensados de Gas Natural				6,7	18,1	18,8	20,8	22,2	21,9	21,6	20,1	18,2	16,2	16,9	17,7	14,8
Procesadora de Gas Pariñas	73,1	85,5	63,7	26,3	70,4	69,1	74,0	76,2	74,1	74,7	68,3	59,6	58,0	55,5	17,7	44,5
TOTAL	2 327,5	2 287,8	2 650,3	4 380,0	4 922,5	4 846,5	5 081,1	6 038,4	5 781,5	5 029,8	5 081,2	4 633,1	4 357,4	4 453,4	4 371,2	4 396,0

Fuente: Elaboración Propia – Estadísticas DGH-MINEM, Empresa.

*Información destilados medios y gasolina natural reportada por la empresa Pluspetrol.

Ilustración 147: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS A PARTIR DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL
(UNIDAD: 10³ m³)


Fuente: Elaboración Propia – Estadísticas DGH-MINEM

10.3.5.2 Producción en Refinerías

Carga a las refinerías

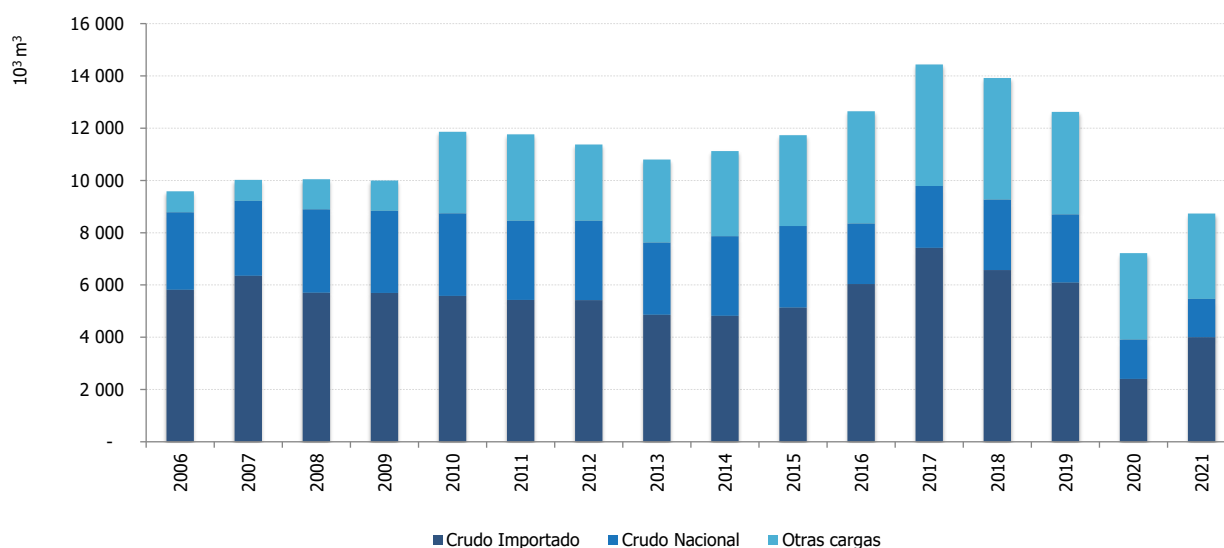
En el año 2021, la carga a refinerías tuvo un volumen de 8 737,0 X 10³ m³, cifra superior en 21,0 % al registrado el año anterior. Dicho valor es menor respecto a lo histórico, debido principalmente a que la Refinería Talara no operó en el año 2021 por su proyecto de modernización; así como, una menor producción en refinerías por efectos de la pandemia. El volumen total de petróleo crudo fue 5 472,8 x 10³ m³, que es 62,6% de la carga total (45,8% crudo importado y 16,9% crudo nacional); el resto de la carga estuvo conformado por diversos productos derivados.

Tabla 57: EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN DE CARGA A REFINERÍAS
(UNIDAD: 10³ m³)

Refinería	Procedencia	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Refinería La Pampilla	Crudo nacional	388,1	309,4	258,0	122,6	130,8	123,3	63,5	10,4	15,0	288,2	14,7	216,8	176,8	988,0	1 165,3	
	Crudo importado	4 090,1	4 575,5	4 200,6	4 418,5	4 080,7	3 947,4	4 098,7	3 534,5	3 698,0	3 714,7	4 274,5	6 094,6	5 327,1	4 869,0	2 266,4	3 724,3
	Subtotal	4 478,3	4 884,9	4 458,5	4 541,1	4 211,5	4 070,7	4 162,2	3 544,9	3 713,0	4 002,9	4 289,2	6 094,6	5 543,9	5 045,8	3 254,4	4 889,6
Refinería Talara	Crudo nacional	1 935,5	1 943,3	2 281,5	2 410,9	2 458,0	2 402,9	2 424,9	2 253,5	2 486,1	2 257,6	1 896,5	1 846,2	1 951,7	1 904,5		
	Crudo importado	1 302,4	1 292,7	1 139,3	858,5	1 058,7	992,6	912,6	870,6	746,3	1 103,0	1 384,1	1 053,5	943,8	954,7		
	Subtotal	3 237,9	3 236,0	3 420,8	3 269,4	3 516,6	3 395,5	3 337,5	3 124,1	3 232,4	3 360,7	3 280,5	2 899,7	2 895,5	2 859,2		
Refinería Conchan	Crudo nacional	63,3		57,7	20,9	6,8			0,7	7,7	39,9	0,7	17,9	3,6	30,3	199,6	135,0
	Crudo importado	422,1	483,7	365,7	418,5	439,4	484,4	411,4	455,3	376,6	322,1	374,9	275,4	300,1	273,1	139,8	275,5
	Subtotal	485,4	483,7	423,4	439,4	446,2	484,4	411,4	456,0	384,3	362,0	375,6	293,3	303,6	303,4	339,5	410,5
Refinería Pucallpa	Crudo nacional	26,3	27,3	28,1	26,4	27,5	24,8	25,5	22,5	22,2	21,8	9,9	39,5	7,8			
	Crudo importado																
	Subtotal	26,3	27,3	28,1	26,4	27,5	24,8	25,5	22,5	22,2	21,8	9,9	39,5	7,8			
Refinería Iquitos	Crudo nacional	451,4	491,6	464,6	474,2	449,4	410,6	447,0	408,7	415,8	508,8	395,4	458,5	516,3	494,7	320,4	172,6
	Crudo importado																
	Subtotal	451,4	491,6	464,6	474,2	449,4	410,6	447,0	408,7	415,8	508,8	395,4	458,5	516,3	494,7	320,4	172,6
Refinería El Milagro	Crudo nacional	103,9	98,4	99,4	91,3	92,1	75,5	73,4	64,9	100,8	1,5						
	Crudo importado																
	Subtotal	103,9	98,4	99,4	91,3	92,1	75,5	73,4	64,9	100,8	1,5						
Total Crudo Nacional		2 968,5	2 869,9	3 189,3	3 146,3	3 164,5	3 037,1	3 034,3	2 760,6	3 047,7	3 117,9	2 317,1	2 362,0	2 696,3	2 606,4	1 508,0	1 472,9
Total Crudo Importado		5 814,7	6 351,8	5 705,5	5 695,5	5 578,8	5 424,5	5 422,8	4 860,4	4 820,9	5 139,9	6 033,4	7 423,5	6 570,9	6 096,7	2 406,2	3 999,8
Otras cargas		804,1	804,1	1 152,8	1 152,8	3 120,4	3 306,9	2 917,8	3 182,7	3 253,3	3 471,0	4 294,0	4 654,6	4 655,6	3 917,5	3 304,5	3 264,2
TOTAL CARGAS		9 587,2	10 025,8	10 047,6	9 994,6	11 863,7	11 768,5	11 374,9	10 803,7	11 121,8	11 728,8	12 644,6	14 440,1	13 922,8	12 620,6	7 218,6	8 737,0

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM

Ilustración 148: EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN DE CARGA A REFINERÍAS
(UNIDAD: 10³ m³)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH

Del volumen total de crudo importado cargado en refinerías, el 64,0% fue procedente de Brasil, el 13,7% de Ecuador y el resto de otros destinos.

Tabla 58: PETRÓLEO CRUDO PROCESADO EN REFINERÍAS SEGÚN LUGAR DE PROCEDENCIA
(UNIDAD: 10³ m³)

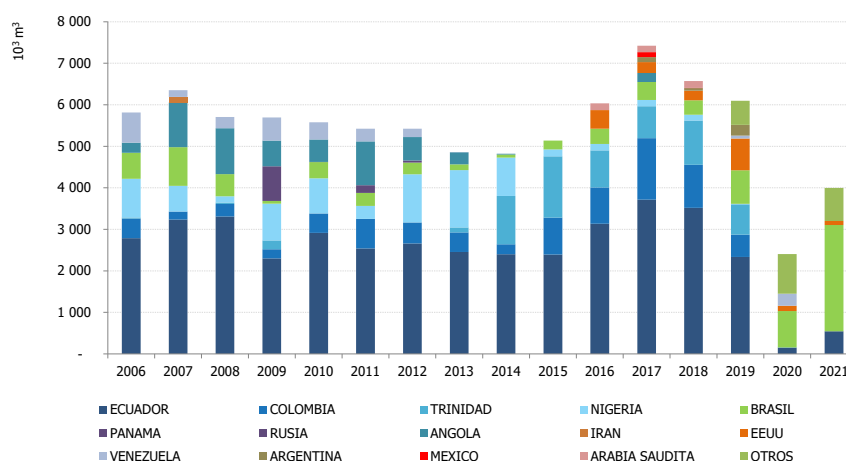
Crudo	Lugar de procedencia	Destino					Total	
		La Pampilla	Talara	Conchan	Iquitos	Pucallpa	Cantidad	Part.
NAPO	Ecuador			219,2			219,2	5,5%
ORIENTE	Ecuador	271,2		55,6			326,8	8,2%
SOUTH GREEN CANYON	EEUU	98,2					98,2	2,5%
WTI MIDLAND	Brasil	818,1					818,1	20,5%
CHAZA	Brasil	1 739,7					1 739,7	43,5%
BUZIOS	Brasil			0,7			0,7	0,0%
OTROS	-	797,2					797,2	19,9%
Total Importado		3 724,3		275,5			3 999,8	100,0%
Crudo H.C.T./ L.C.T. (ONO)	X/Varios			134,7			134,7	9,1%
Crudo Loreto (Pacific Stratus)		192		0,3			0,3	0,0%
Crudo Gran Tierra	95				92,0		92,0	6,2%
Crudo Cepsa	131				80,7		80,7	5,5%
Crudo Talara		1 165,3					1 165,3	79,11%
Total Nacional		1 165,3		135,0	172,6		1 472,9	100,0%
Total Crudo Procesado		4 889,6		410,5	172,6		5 472,8	

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM

Tabla 59: EVOLUCIÓN DEL CRUDO IMPORTADO SEGÚN LUGAR DE PROCEDENCIA
(UNIDAD: 10³ m³)

PAIS	CRUDO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ARABIA SAUDITA	ARABIAN LIGHT											162,6	153,8	165,1			
PANAMA	PANAMA 22				836,3	2,8											
NIGERIA	AMENAM	619,8	617,6	150,7	885,4	697,3	313,2	1 162,1	1 219,6	625,0	167,3		150,8	139,1	10,7		
NIGERIA	BONNY LIGHT					150,2											
NIGERIA	AGBAMI											154,7					
NIGERIA	FORCADOS	312,4															
NIGERIA	QUA IBOE								158,4	302,1							
RUSIA	ESPO						184,7	50,9									
ANGOLA	NEMBA	153,2	464,6	466,0	460,2	394,1	1 055,3	565,5	293,7	18,9			214,1				
ANGOLA	KISSANIE	77,6															
ANGOLA	PALANCA	14,3	613,8	637,0	156,6	149,1											
IRAN	IRANI		132,4														
IRAN	PESADO/LIVIANO																
TRINIDAD	GALEOTA	26,4		32,6	211,6				121,7	1 163,6	1 477,4	893,1	768,8	1 067,2	732,7		
EEUU	DSW											392,6	261,2	232,2	624,1		
EEUU	SOUTH GREEN											53,6	2,6		144,2	129,8	98,2
BRASIL	SAPINHOA										98,6	66,4	0,1	200,1	101,6	14,2	
BRASIL	ALBACORA		109,1								14,1			63,2			
BRASIL	RONCADOR		0,7		61,7												
BRASIL	LULA												58,1	23,7			
BRASIL	BDUPIRA	624,6	511,7	475,2		372,6	311,0	281,2	137,8	71,8	99,9	302,7	377,2	63,3			
BRASIL	MARLIN		309,8	61,5	5,7	16,5											
BRASIL	WTI MIDLAND														547,9	854,1	818,1
BRASIL	CHAZA														156,4	7,4	1 739,7
COLOMBIA	CASTILLA						14,3	0,6									
COLOMBIA	CAÑO LIMON	355,9	71,1	60,3	123,5	31,4	72,8	60,7									
COLOMBIA	CUSIANA												62,0				
COLOMBIA	SOUTH BLEND	113,8	61,0	240,3	96,7	373,4	277,9	350,7	121,6	176,8	299,3	332,8	189,0	128,4			
COLOMBIA	VASCONIA	1,3	60,1			64,9	346,6	93,5	349,6	60,2	588,7	541,3	1 229,2	907,1	537,2	13,0	
ECUADOR	NAPO	447,6	269,0	296,9	426,3	474,1	301,0	20,4	160,7	124,5	62,8	237,3	225,2	584,9	429,7	12,6	219,2
ECUADOR	ORIENTE	2 340,7	2 967,7	3 013,9	1 873,4	2 439,2	2 240,2	2 638,6	2 294,6	2 278,0	2 331,9	2 896,4	3 490,3	2 932,9	1 905,3	129,1	326,8
VENEZUELA	LAGOMAR	6,7	40,3														
VENEZUELA	LAGOTRECO	54,4													1,8		
VENEZUELA	LEONA 24	292,6		147,4	320,7												
VENEZUELA	SANTA BARBARA	373,5	123,1	124,0	237,6		125,8	189,9	2,7						67,3	288,8	
VENEZUELA	EA					413,0	181,8	8,8									
ARGENTINA	MEDANITO												120,5				
ARGENTINA	EAGLE FORD 45													61,8	257,8		
MEXICO	MAYA												120,5	1,9			
OTROS															580,1	957,3	797,2
Total Crudo Importado		5 814,7	6 351,8	5 705,5	5 695,5	5 578,7	5 424,5	5 422,8	4 860,4	4 820,9	5 139,9	6 033,4	7 423,5	6 570,9	6 096,7	2 406,2	3 999,1

Fuente: Elaboración Propia

**Ilustración 149: EVOLUCIÓN DEL CRUDO IMPORTADO SEGÚN LUGAR DE PROCEDENCIA
(UNIDAD: 10³ m³)**

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas – DGH

Biocombustibles

En el marco de la Ley N° 28054, Ley de Promoción del Mercado de Biocombustibles, el año 2007, se emitió el Decreto Supremo 021-2007-EM, que establece los requisitos para la comercialización y distribución de los biocombustibles (Alcohol Carburante y Biodiesel B100), así como en lo referente a las normas técnicas de calidad de los mencionados productos. Dicha norma establece como 7,8%, el porcentaje de volumen de alcohol carburante en la mezcla de gasolina, denominándose Gasohol y que será de uso obligatorio desde el 01 de enero de 2010 según un cronograma de implementación por regiones del país. Asimismo, se define entre 2% y 20% la mezcla de Biodiesel con el Diesel N°2, siendo obligatorio el 2% (Diesel B2) desde enero de 2009, y 5 % (Diesel B5) desde enero de 2011.

Las mezclas se realizan en las Refinerías o Plantas de Abastecimiento, y en caso del Biodiesel B100, que es el biodiesel puro utilizado para mezcla, en el 2021, se compró 1 811,0 x 10³ Bls, de los cuales, el 46,2% fue importado, y el resto nacional. Asimismo, se compró Etanol, como alcohol carburante para mezcla, en una cantidad de 1 176,3 x 10³ Bls, de los cuales, el 96,7% fue importado, y el resto nacional.

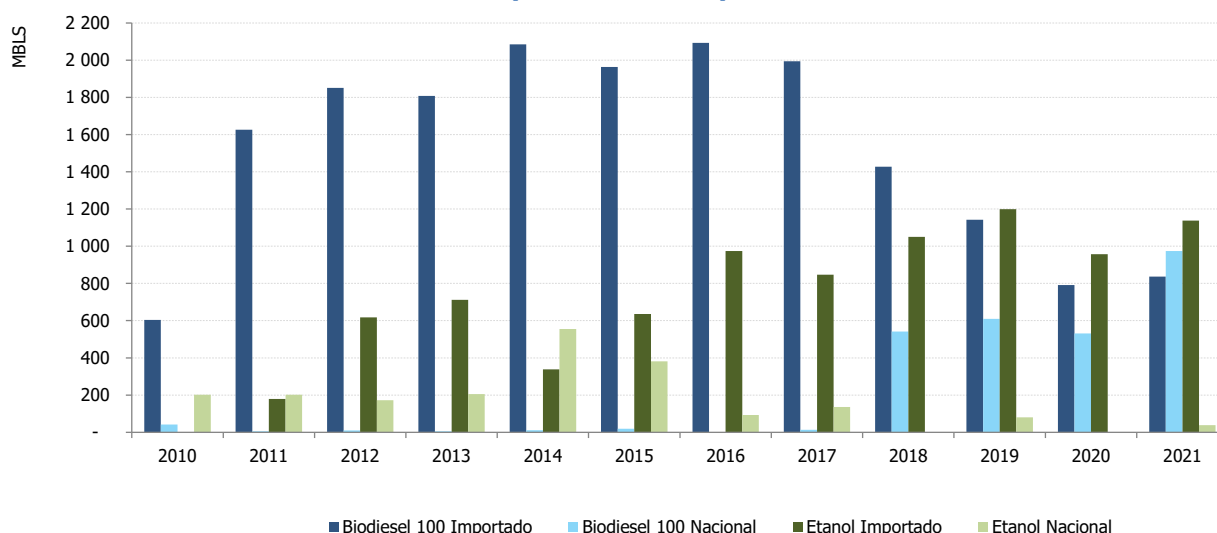
Cabe señalar, que el 41,4% de las importaciones de biodiesel B100 fue procedente de España, también se importó de Indonesia, Estados Unidos y Malasia. En caso del Etanol, casi el 100% provino de Estados Unidos de América.

**Tabla 60: EVOLUCIÓN DE COMPRA DE BIOCOMBUSTIBLE PARA MEZCLAS EN PLANTAS Y REFINERÍAS
(UNIDAD: 10³ Bls)**

Biocombustible	Procedencia	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biodiesel 100	Nacional	42,1	5,0	9,2	5,2	11,3	19,4		12,8	541,2	610,0	531,0	974,5
	Importado	604,2	1 626,7	1 850,9	1 807,8	2 085,6	1 963,2	2 093,5	1 994,6	1 427,4	1 142,6	790,9	836,5
Subtotal		646,3	1 631,7	1 860,2	1 813,0	2 097,0	1 982,7	2 093,5	2 007,4	1 968,6	1 752,5	1 321,9	1 811,0
Etanol	Nacional	201,8	202,2	172,5	204,8	555,1	381,1	92,9	136,4		80,0		38,6
	Importado		179,3	618,1	711,5	337,8	635,2	973,7	847,2	1 050,2	1 199,5	957,0	1 137,8
Subtotal		201,8	381,6	790,6	916,3	892,9	1 016,3	1 066,6	983,6	1 050,2	1 279,5	957,0	1 176,3

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 150: EVOLUCIÓN DE COMPRA DE BIOCOMBUSTIBLES PARA MEZCLAS EN PLANTAS Y REFINERÍAS
(UNIDAD: 10^3 Bls)



Fuente: Elaboración Propia

Cabe resaltar, que el año 2021, la producción nacional de biocombustibles fue de Biodiesel 100 en una cantidad de $974,5 \times 10^3$ Bls y etanol fue de $38,6 \times 10^3$ Bls.

Tabla 61: PRODUCCIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES
(UNIDAD: 10^3 Bls)

Biocombustible	Compañía	2021
Biodiesel B100	Industrias del Espino S.A	-
	Heaven Petroleum Operators	974,5
Etanol	Sucroalcolera del Chira	38,6

Fuente: Elaboración Propia / Empresas

Producción de derivados de petróleo crudo en refinerías

En el año 2021, la cantidad de derivados de petróleo crudo producidos fue de $7\,873,2 \times 10^3$ m³, que es 25,7 % mayor al registrado el año anterior.

Los derivados con mayor producción fueron diésel (diésel B5-S50 y diésel B5) con el 40,0%, seguido de las Gasolinas (Gasolina Motor y Gasohol) con una participación del 31,9% y Petróleo Industrial (Fuel Oil) con el 17,4%. La estructura de producción se debe a la calidad del crudo procesado, las características de las refinerías y el mercado petrolero a nivel nacional e internacional.

Tabla 62: PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EN REFINERÍAS
(UNIDAD: 10³ m³)

PRODUCTO	Destino				Total	
	La Pampilla	Talara	Conchan	Iquitos	Cantidad	Part.
GLP	135,7				135,7	1,7%
Gasolina Motor	52,3	484,6	935,6	125,6	1 598,2	20,3%
Gasohol	912,8				912,8	11,6%
Turbo	473,9			9,1	483,0	6,1%
Fuel Oil*	1 152,2	0,0	139,9	80,0	1 372,2	17,4%
Diesel B5**		12,4	0,3	113,4	126,1	1,6%
Diesel B-5(S-50)	2 093,2	406,9	524,5		3 024,6	38,4%
No Energetico***	82,7		137,9		220,6	2,8%
TOTAL	4 902,8	904,0	1 738,3	328,2	7 873,2	100,0%

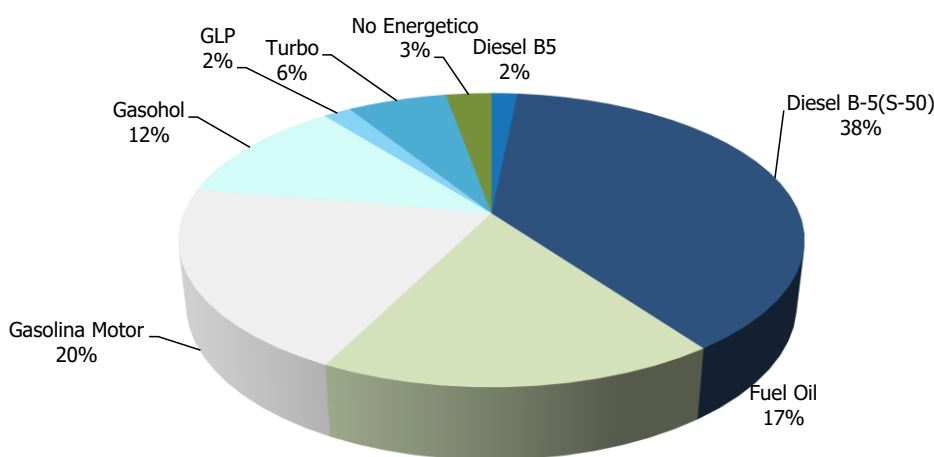
(*) Incluye la producción de petróleo industrial e IFO.

(**) Incluye la producción de diésel marino 2. La Pampilla información reportada por diésel B-5(S-50) por la empresa.

(***) Incluye la producción de asfalto, solvente.

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM / Empresas

Ilustración 151: PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EN REFINERÍAS



TOTAL: 7 873,2x 10³ m³

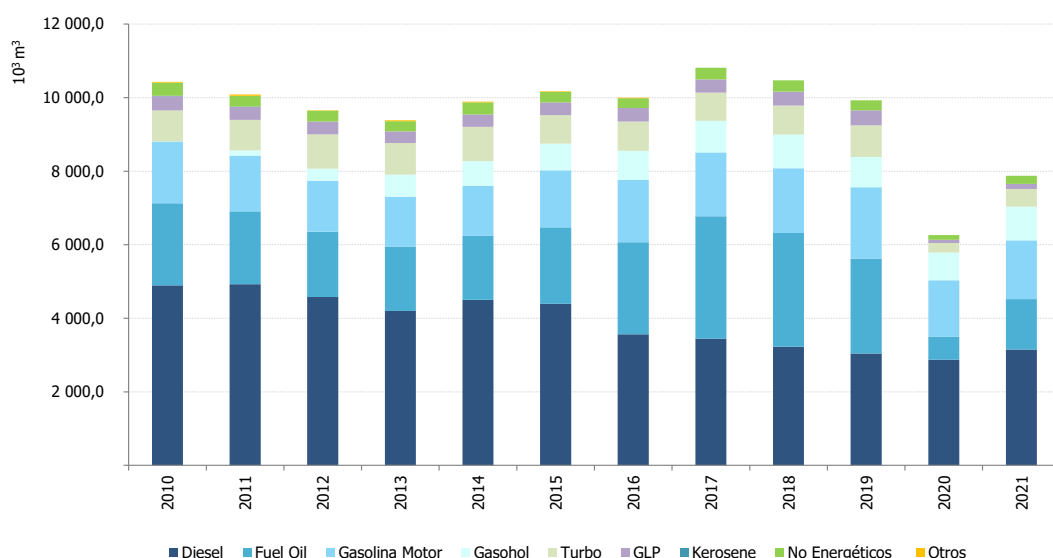
Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM / Empresas

Tabla 63: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EN REFINERÍAS
(UNIDAD: 10³ m³)

DERIVADOS	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
GLP	385,4	353,1	349,1	315,3	341,9	348,3	367,3	356,9	380,1	405,2	86,3	135,7
Gasolina Motor	1 676,0	1 516,3	1 388,8	1 358,5	1 356,8	1 550,7	1 702,2	1 736,7	1 760,6	1 943,9	1 527,3	1 598,2
Gasohol	7,5	143,9	325,2	599,9	674,0	725,6	786,7	857,5	917,6	823,3	754,7	912,8
Turbo	841,9	826,7	930,2	860,1	929,1	770,7	794,5	770,6	787,1	864,0	259,9	483,0
Kerosene	12,7	10,2										
Diesel	4 897,6	4 925,1	4 578,3	4 199,3	4 503,0	4 391,8	3 566,4	3 446,4	3 228,7	3 043,4	2 871,4	3 150,7
Diesel 2	55,3	59,5	41,5	84,3	451,3	486,0						
Diesel B2/B5*	4 842,4	4 865,6	4 536,8	4 115,0	4 051,7	3 905,8	3 566,4	3 446,4	3 228,7	3 043,4	2 871,4	3 150,7
Fuel Oil	2 230,3	1 982,7	1 777,0	1 748,9	1 740,9	2 082,5	2 501,0	3 326,9	3 090,3	2 573,8	633,1	1 372,2
No Energéticos	358,7	291,1	297,3	279,4	326,9	287,7	265,3	316,3	304,7	273,3	131,2	220,6
Otros	16,4	36,3	9,8	22,3	17,9	15,4	13,0					
TOTAL	10 426,5	10 085,3	9 655,7	9 383,6	9 890,5	10 172,7	9 996,5	10 811,4	10 469,0	9 927,0	6 263,8	7 873,2

(*) Incluye la producción de diésel marino 2.

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM / Empresas

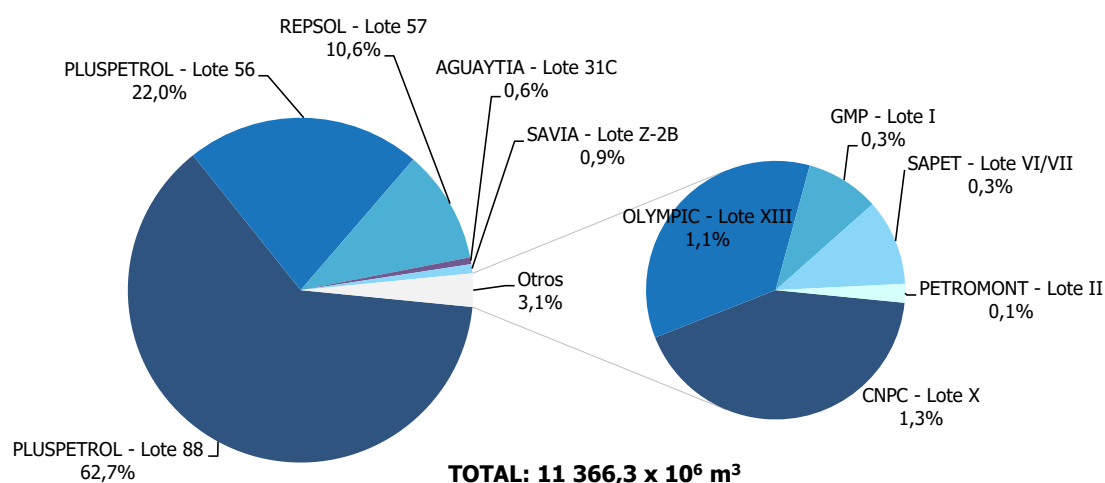
Ilustración 152: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EN REFINERÍAS
(UNIDAD: 10^3 m^3)

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM / Empresas

10.3.6 Ventas de gas natural e hidrocarburos líquidos

10.3.6.1 Venta de Gas Natural por empresas

En el año 2021, las ventas de gas natural reportadas por las empresas productoras fue de $11\,366,3 \times 10^6 \text{ m}^3$, cifra inferior en 15,4% respecto al año anterior, influenciado principalmente por las ventas de la empresa Pluspetrol Perú Corporation S.A, el mismo que registra el 84,7% de la venta total, seguido de Repsol con el 10,7%.

Ilustración 153: PARTICIPACIÓN DE LAS VENTAS DE GAS NATURAL

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas Perupetro

Tabla 64: EVOLUCIÓN DE LAS VENTAS DE GAS NATURAL
(UNIDAD: 10⁶ m³)

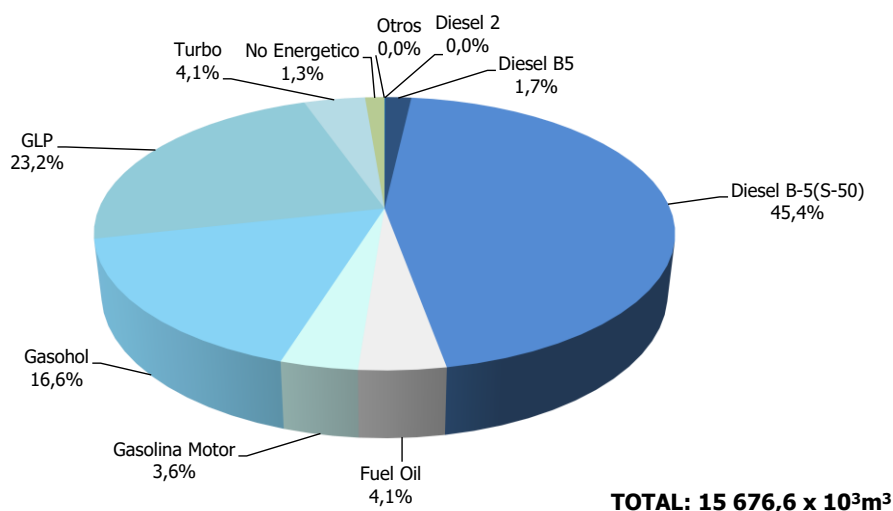
ZONAS / COMPAÑÍA	LOTE	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
GMP	I	29,0	41,1	49,6	48,4	46,7	47,3	49,6	57,5	82,8	98,0	85,8	75,4	63,1	50,1	37,9	32,6
PETROMONT	II					1,8	9,3	9,8	11,2	18,2	21,7	24,2	23,9	25,1	21,9	15,0	8,3
SAPET	VII/VIII	27,4	21,3	20,4	13,0	22,3	26,3	31,2	29,1	29,1	31,9	32,8	29,9	29,9	35,5	36,2	38,2
CNPC	X	104,8	104,5	112,8	110,0	126,1	149,8	109,8	68,3	115,4	136,7	151,3	147,0	155,0	160,8	158,4	150,6
OLYMPIC	XII	12,4	12,5	9,8	5,8	6,5		30,5	63,0	75,9	109,9	106,2	101,6	130,1	179,6	137,6	124,9
Costa Norte		173,7	179,3	192,5	177,2	203,3	232,8	230,8	229,0	321,3	398,2	400,3	377,7	403,2	448,0	385,0	354,7
SAVIA	Z-2B	146,0	145,4	146,1	113,7	116,8	114,4	86,2	37,0	59,2	64,6	79,4	73,2	76,3	80,1	50,9	97,5
Zócalo		146,0	145,4	146,1	113,7	116,8	114,4	86,2	37,0	59,2	64,6	79,4	73,2	76,3	80,1	50,9	97,5
PLUSPETROL	88	1 064,3	1 954,0	2 636,0	2 823,8	3 841,8	4 732,6	5 156,9	5 267,2	6 356,8	6 743,1	7 316,7	6 591,3	6 706,4	7 052,5	5 969,6	7 131,3
	56					2 793,2	6 094,1	6 068,2	6 507,9	5 396,3	4 373,2	4 671,7	4 297,5	3 682,9	3 901,9	3 770,0	2 501,4
REPSOL	57									640,3	741,5	1 402,4	1 557,6	1 723,9	1 832,4	1 821,3	1 209,0
AGUAYTIA	31C	391,3	396,9	422,1	359,2	282,8	186,0	316,8	151,0	150,0	173,9	130,2	44,9	113,4	113,4	27,2	72,4
Selva		1 455,6	2 350,9	3 058,1	3 183,0	6 917,9	11 012,7	11 541,9	11 926,1	12 543,4	12 031,7	13 521,0	12 491,3	12 241,7	12 900,3	11 588,1	10 914,1
TOTAL		1 775,2	2 675,5	3 396,8	3 473,9	7 238,0	11 359,8	11 858,9	12 192,1	12 924,0	12 494,5	14 000,7	12 942,2	12 721,2	13 428,4	12 024,0	11 366,3

Fuente: Elaboración Propia – Perupetro

10.3.6.2 Venta de derivados de hidrocarburos líquidos

En el año 2021, el mercado nacional demandó 15 676,6 x 10³ m³ de derivados de hidrocarburos líquidos, que es 23,6% mayor al registrado el año anterior. La mayor participación de esta demanda fue del Diesel B5 (S-50)/B5 con el 48,9%, seguido del GLP con 23,2%, y el Gasohol con 16,6%.

Ilustración 154: PARTICIPACIÓN DE LAS VENTAS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO CRUDO Y LÍQUIDOS DE GAS NATURAL EN EL MERCADO INTERNO



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM

Desde el año 2000, las ventas se caracterizan por predominio del Diesel, Gasohol y el incremento del GLP.

En caso del GLP, mediante el D.S. N° 045-2009-EM se prohibió la venta de kerosene, además con la publicación del D.S. N° 025-2010-EM se implementó un Programa de Sustitución de consumo doméstico del kerosene por GLP hasta el 30 de setiembre de 2010. De esta manera, a nivel residencial, el GLP sustituyó totalmente al kerosene, y en menor proporción a la leña. Además, el Ministerio de Energía y Minas a través del FISE ha continuado con la entrega a nivel nacional de kits de cocinas a GLP y de vales de descuento para compra de balones de GLP; así como en la masificación del gas natural.

Tabla 65: EVOLUCIÓN DE VENTAS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO CRUDO Y LÍQUIDOS DE GAS NATURAL EN EL MERCADO INTERNO (UNIDAD: 10³ m³)

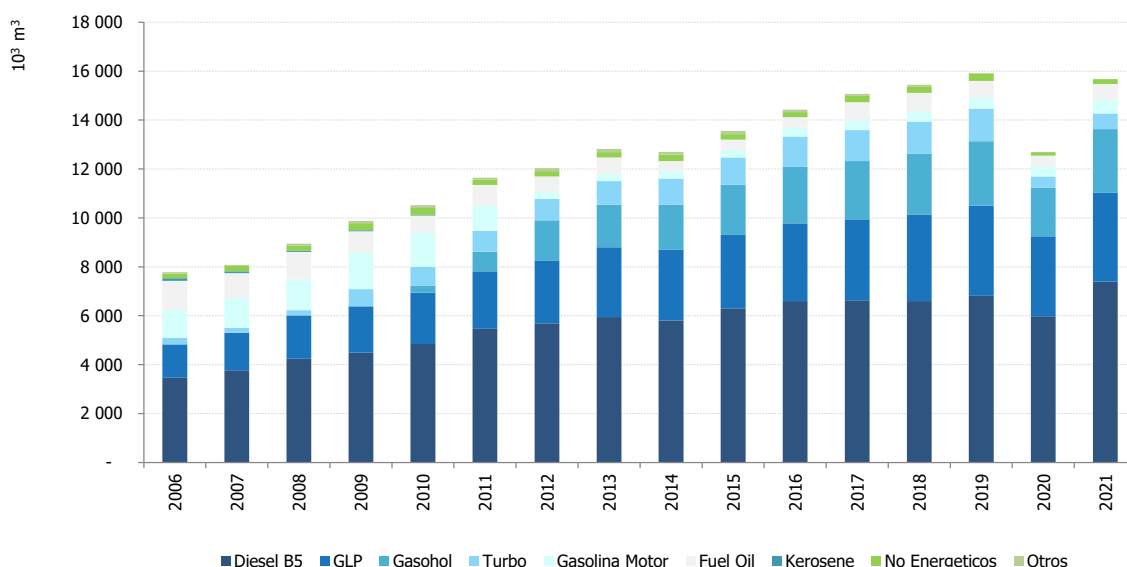
DERIVADOS	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
GLP	1 369,5	1 534,6	1 765,8	1 895,8	2 107,8	2 351,3	2 576,0	2 855,2	2 900,2	2 999,9	3 182,5	3 311,8	3 539,9	3 681,6	3 265,9	3 632,1
Gasolina Motor*	1 159,3	1 220,9	1 261,0	1 505,1	1 388,3	1 038,2	297,2	307,6	317,1	328,1	364,4	393,3	418,7	451,8	401,8	569,1
Gasohol					269,2	804,6	1 633,9	1 739,0	1 830,1	2 051,9	2 302,5	2 382,6	2 487,6	2 636,3	1 995,5	2 605,9
Turbo	264,6	210,5	216,9	703,6	780,5	850,2	883,3	964,2	1 063,1	1 119,6	1 241,3	1 263,4	1 310,5	1 335,5	457,2	639,3
Kerosene	104,0	71,1	53,1	42,9	18,3	0,0										
Diesel**	3 461,0	3 766,3	4 242,2	4 487,1	4 842,0	5 463,5	5 686,6	5 943,1	5 808,3	6 303,3	6 596,1	6 628,8	6 597,9	6 815,6	5 979,4	7 390,9
Diesel 2	3 461,0	3 766,3	4 242,2	4 487,1	4 842,0	5 463,5	5 686,6	5 943,1	5 808,3	6 303,3	6 596,1	6 628,8	6 597,9	6 815,6	5 979,4	7 390,9
Diesel B-2				5,1	1,0	0,1						6,7	4,0	1,9	0,9	7,3
Diesel B-2(S-50)				4 482,1	3 876,2	0,1	17,3									
Diesel B-5					964,8	0,2										
Diesel B-5(S-50)						4 198,3	3 705,0	2 907,7	2 825,7	2 984,7	2 132,6	921,8	601,4	616,4	302,7	271,8
Fuel Oil	1 173,3	1 010,4	1 120,3	858,9	713,9	1 264,8	1 964,3	3 035,4	2 982,6	3 318,6	4 463,5	5 700,3	5 992,5	6 197,3	5 675,9	7 111,7
No Energéticos	196,4	222,3	199,3	288,6	280,6	224,8	214,7	215,5	265,4	224,1	210,3	261,9	262,3	293,1	136,6	202,4
Otros	52,1	42,7	92,9	91,6	119,3	76,1	128,4	131,4	111,0	127,1	98,8	76,6	70,5	29,6		
TOTAL	7 780,2	8 078,7	8 951,6	9 873,6	10 520,0	11 648,0	12 037,7	12 816,7	12 696,2	13 554,1	14 427,1	15 067,4	15 446,0	15 923,6	12 684,4	15 676,6

(*) Incluye las ventas de gasolina de aviación.

(**) Incluye la producción de diésel marino 2.

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM / Empresas del sector hidrocarburos / Osinergmin

Ilustración 155: EVOLUCIÓN DE VENTAS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO CRUDO Y LÍQUIDOS DE GAS NATURAL EN EL MERCADO INTERNO (UNIDAD: 10³ m³)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH- MINEM / Empresas del sector hidrocarburos / Osinergmin

Respecto al Diesel, los combustibles de mayor consumo son el diésel B5 y diésel B5-S50, los cuales se emplean en los sectores: transporte, industrial, minería, etc. Esto se debe a la obligatoriedad de venta de mezcla con biocombustibles, según se mencionó en otros capítulos, además que se prohibió comercializar y usar Diesel B5 con un contenido de azufre mayor a 50 ppm en diversas regiones del país. La mencionada prohibición se aplicó de la siguiente manera: desde el 2010 en la provincia de Lima y Callao; desde julio de 2012 en las regiones de Lima, Arequipa, Cusco, Puno y Madre de Dios y en la Provincia Constitucional del Callao; desde enero de 2016 en Junín, Moquegua y Tacna; y desde enero de 2017 en Ancash, Apurímac, Ayacucho, Cajamarca, Huánuco, Huancavelica, Ica, Lambayeque y Pasco.

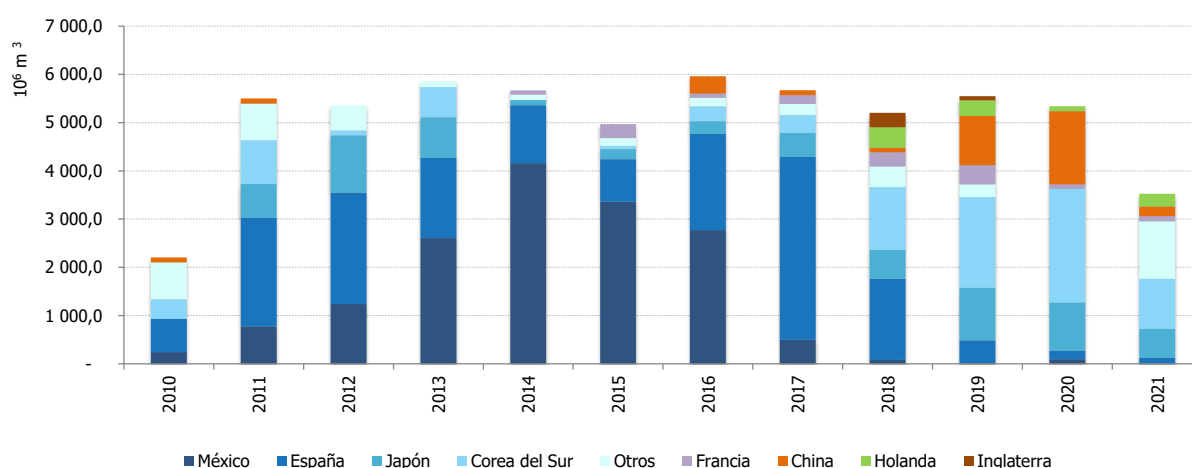
10.3.7 Exportación, importación y balanza comercial

10.3.7.1 Exportación de gas natural

En el 2021, se exportó el equivalente de $3\,526,1 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gas natural proveniente de Camisea, siendo los principales destinos los países de Corea del Sur y Japón.

Cabe indicar, que a partir de junio del año 2010 se inició la exportación de gas natural a través de la Planta de licuefacción de Perú LNG, y desde el 2011, el nivel de las exportaciones se ha mantenido casi constante.

Ilustración 156: EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES DE GAS NATURAL
(UNIDAD: 10^6 m^3)

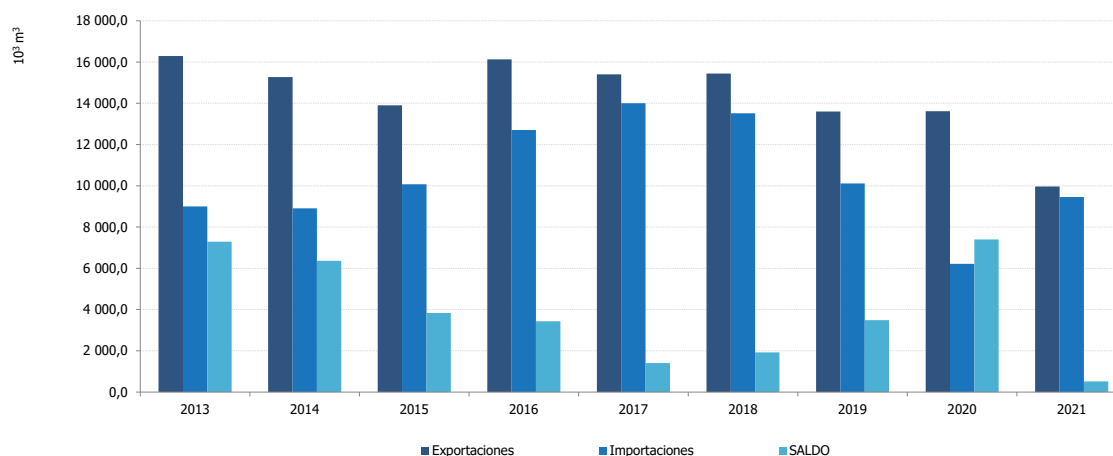


Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas Perupetro

10.3.7.2 Balanza Comercial de hidrocarburos

En términos de volumen, en el año 2021, al igual que años anteriores, el saldo de la Balance Comercial de hidrocarburos fue positiva, debido principalmente a las exportaciones del gas natural. El saldo fue de $510,7 \times 10^3 \text{ m}^3$, dado que las exportaciones fueron de $9\,966,9 \times 10^3 \text{ m}^3$ y las importaciones de $9\,456,2 \times 10^3 \text{ m}^3$. El mencionado saldo positivo, fue 93,1% menor al registrado el año anterior.

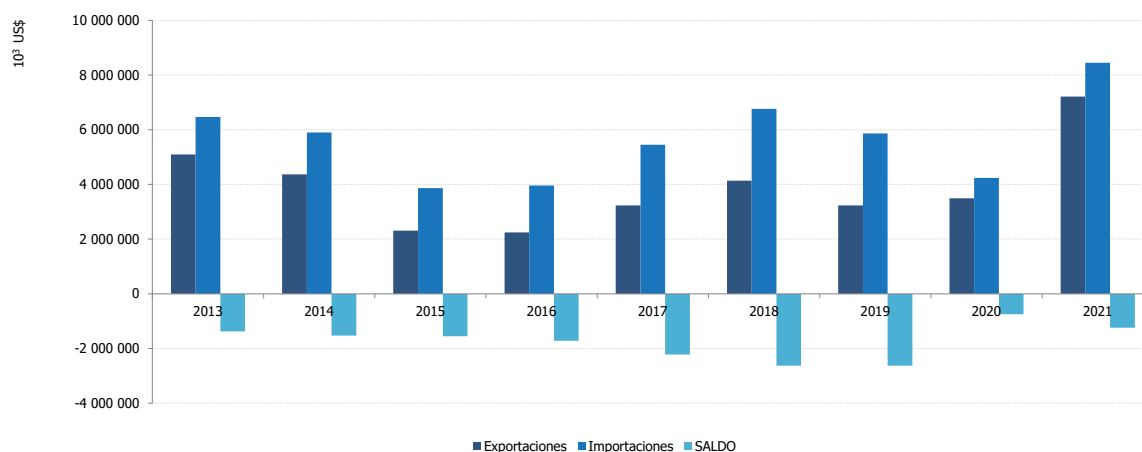
Ilustración 157: EVOLUCIÓN DE LA BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS
(UNIDAD: 10^3 m^3)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM

En términos monetarios, contrario al caso de volumen, el año 2021 al igual que años anteriores, el saldo de la Balanza Comercial fue negativa. El saldo fue de $1\,235\,544,5 \times 10^3$ US\$, dado que las importaciones alcanzaron el valor de $8\,449\,607,0 \times 10^3$ US\$ y las exportaciones $7\,214\,062,5 \times 10^3$ US\$. El saldo negativo disminuyó en 65,8% respecto al año anterior, influenciado por una menor importación de diésel y el bajo precio del gas natural que se exporta. Cabe precisar, que este saldo no incluye las importaciones de biocombustibles como el Biodiesel B100 y el Etanol Carburante.

Ilustración 158: EVOLUCIÓN DE LA BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS (UNIDAD: 10^3 US\$)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM

10.3.7.3 Balanza Comercial de hidrocarburos y biocombustibles

Con relación a los biocombustibles, durante el año 2021 se importaron $836,5 \times 10^3$ Bbl de biodiesel B100 y $1\,137,8 \times 10^3$ Bbl de etanol.

En ese sentido, considerando los hidrocarburos y biocombustibles, el saldo de balanza comercial en unidad de barriles fue positiva en una cantidad de $1\,238,4 \times 10^3$ Bls.

Tabla 66: BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES (UNIDAD: 10^3 Bls)

PRODUCTOS	EXPORTACIONES	IMPORTACIONES	SALDO
Crudo	4 300,2	24 822,4	(20 522,2)
Gas natural*	36 030,8		36 030,8
GLP/Propano/Butano		6 235,0	(6 235,0)
Gasolinas/Naftas	12 817,7	11 558,5	1 259,2
Turbo	4 067,7	1 156,6	2 911,1
Diesel	2 996,7	14 422,0	(11 425,3)
Fuel Oil	2 200,3		2 200,3
Biocombustibles**		1 974,3	(1 974,3)
Otros productos	279,5	1 285,9	(1 006,4)
TOTAL	62 693,0	61 454,7	1 238,4

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH (MINEM) – SUNAT – Perupetro – Empresas Sector Hidrocarburos

*En el caso del Gas Natural los volúmenes se expresan para el GNL (Perupetro).

** Información proveniente de las empresas y SUNAT.

Asimismo, en unidades de terajoule, el saldo de balanza comercial de los hidrocarburos y biocombustibles fue negativa, en el orden de $146\,384,4$ TJ, debido principalmente por una mayor importación de crudo y menor exportación de GNL.

Tabla 67: EVOLUCIÓN DE LA BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES
(UNIDAD: TJ)

BALANZA	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Exportaciones	453 070,0	381 775,5	367 511,8	458 714,5	450 876,8	423 555,1	393 251,6	341 454,4	285 264,4
Importaciones	322 351,0	301 793,6	347 065,4	437 700,1	513 324,8	488 094,3	455 026,7	314 923,0	431 648,8
SALDO	130 719,0	79 981,8	20 446,4	21 014,5	(62 448,0)	(64 539,2)	(61 775,0)	26 531,4	(146 384,4)

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH (MINEM) – SUNAT – Perupetro – Empresas Sector Hidrocarburos

10.3.7.4 Precios promedio de importación y exportación de petróleo y derivados de hidrocarburos

En el año 2021, el precio promedio de exportación¹² de la canasta petrolera fue de US\$ 439 por metro cúbico, que es 4,7% mayor al precio promedio de importación¹³ de US\$ 460 por metro cúbico.

La diferencia es debido a las características de los productos involucrados en la canasta. Al respecto, el Perú, debido a la configuración existente en las refinerías locales, se caracteriza por exportar petróleo crudo de baja calidad (petróleo pesado) e importar petróleos crudos de alta calidad (liviano) y derivados con alto valor agregado, como diésel, gasolinas de aviación y biodiésel B100. La menor calidad y el menor valor agregado de nuestros productos inciden en el menor precio de la canasta de exportación petrolera, lo contrario ocurre en el caso de la canasta de importación petrolera.

Tabla 68: EVOLUCIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE IMPORTACIÓN DEL PETRÓLEO, DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES
(UNIDAD: US\$/m³)

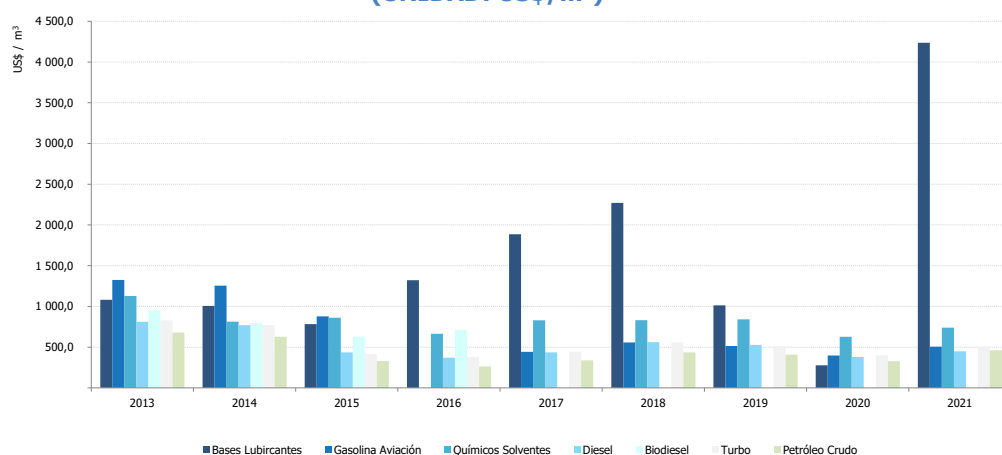
AÑO	GLP	Gasolina Aviación	Diesel	Etanol	Biodiésel	Bases Lubrificantes	Químicos Solventes	Material de Corte	Nafta Craqueado	Petróleo Crudo	Turbo
2 013	-	1 326	811	-	951	1 081	1 128	-	-	680	829
2 014	-	1 254	769	-	797	1 007	813	-	-	628	771
2 015	-	878	435	-	629	783	862	-	-	330	418
2 016	-	0	371	-	714	1 322	664	-	-	262	379
2 017	-	443	435	-	0	1 886	830	-	-	338	443
2 018	-	558	561	-	-	2 272	831	-	-	437	558
2 019	-	515	528	-	-	1 013	842	-	-	407	515
2 020	-	398	379	-	-	278	628	-	-	328	398
2 021	-	506	449	-	-	4 236	740	-	-	460	506

Fuente: Elaboración Propia

¹² Se estima a través de una división entre el valor FOB (MMUS\$) y el volumen total exportado, información proporcionada por DGH-MINEM.

¹³ Se estima a través de una división entre el valor CIF (MMUS\$) y el volumen total exportado, información proporcionada por DGH-MINEM.

Ilustración 159: EVOLUCIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE IMPORTACIÓN DEL PETRÓLEO, DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES (UNIDAD: US\$/m³)



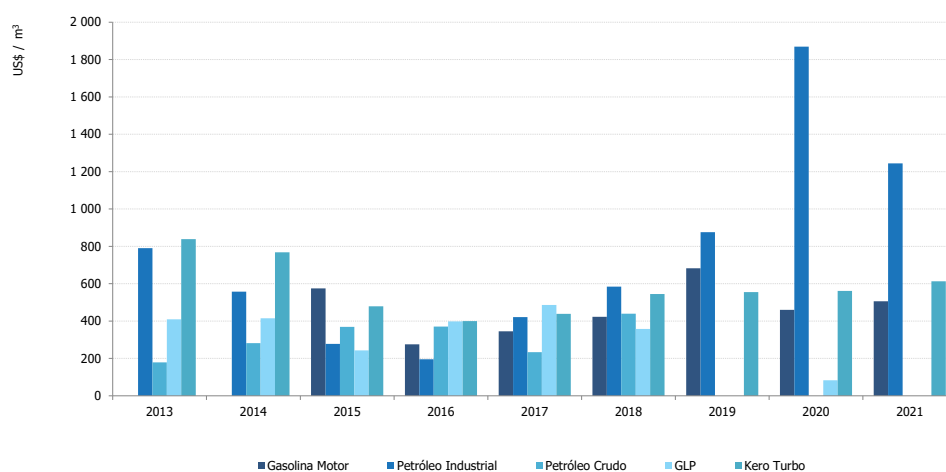
Fuente: Elaboración Propia

Tabla 69: EVOLUCIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE EXPORTACIÓN DEL PETRÓLEO, DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES (UNIDAD: US\$/m³)

AÑO	Petróleo Crudo	Gasolina Motor	Turbo	Diesel	Petróleo Industrial	GLP
2 013	632	-	839	-	791	409
2 014	558	-	768	-	557	415
2 015	260	575	479	-	278	243
2 016	179	276	400	315	195	398
2 017	282	345	439	378	421	486
2 018	369	422	545	532	584	358
2 019	370	642	555	595	866	
2 020	233	460	562	254	1 869	83
2 021	439	506	612	301	1 244	

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 160: EVOLUCIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE EXPORTACIÓN DEL PETRÓLEO, DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES (UNIDAD: US\$/m³)



Fuente: Elaboración Propia

10.3.8 Consumo final hidrocarburos y biocombustibles

10.3.8.1 Consumo final de gas natural

En el año 2021, el gas natural distribuido fue destinado en los siguientes rubros:

- **Consumo doméstico:** Comprende el consumo de gas distribuido por parte del sector residencial de Lima, Ica (abastecidas por las empresas Cálidda y Contugas SAC) y el consumo de gas natural de las zonas norte y sur (abastecidas por las empresas Gases del Pacífico y Naturgy, respectivamente) y de la zona norte (abastecidas por Gasnorp).
- **Consumo Comercial:** Comprende al gas distribuido a fin de abastecer los requerimientos de los establecimientos comerciales ubicados en las concesiones de Lima, Ica, Norte y Sur.
- **Consumo Industrial:** Comprende el consumo del grupo de empresas industriales que se conectaron inicialmente (Alicorp, Sudamericana de Fibras, Owens Illinois, UNACEM S.A.A, Cerámica San Lorenzo, Cerámica Lima). Así también, están comprendidas el resto de empresas de manufactura y mineras que posteriormente se conectaron al ducto. Por otro lado, también se considera el consumo de gas distribuido proveniente de Camisea que es utilizado por parte de las empresas procesadoras de harina de pescado ubicadas en Pisco, en la provincia de Lima. En la zona norte, el gas es procedente de Piura y es comercializado por la empresa Olympic. Asimismo, el gas distribuido por las empresas concesionarias Gases del Pacífico y Naturgy.
- **Consumo Transporte:** Comprende el consumo de los gasocentros ubicados en Lima, Callao e Ica, que se abastecen del gas de Camisea, y también los consumos en las provincias de Piura, Chiclayo, abastecidos con gas natural procedente de la Costa Norte.
- **Consumo para Generación de Energía Eléctrica:** Comprende el consumo demandado en las centrales térmicas de: Enel Generación Piura S.A. en la zona de la Costa Norte; Aguaytía Energy y Termoselva, ubicadas en la región Ucayali; las centrales de Kallpa Generación S.A., Engie Energía Perú S.A., Enel Generación Perú S.A.A., Termochilca SA, Fénix Power Perú SA, SDF Energía S.A. en Lima; las centrales de EGESUR S.A. y ElectroDunas S.A.A. en Ica; y las centrales utilizadas para el autoabastecimiento de la Planta de Separación de Las Malvinas, de la Planta de Licuefacción de gas natural de Perú LNG, entre otros.
- **Consumo propio:** Comprende el consumo propio para hornos y calderas en las plantas de procesamiento de gas de Graña y Montero, Procesadora de Gas Pariñas, Malvinas y Curimana, plantas de fraccionamiento de LGN y en la planta de licuefacción de Perú LNG; así como, en refinerías y transporte de gas natural.
- **Consumo en Operaciones petroleras:** Comprende la utilización del gas distribuido en los procesos de extracción y explotación de los yacimientos de gas natural asociado y no asociado.

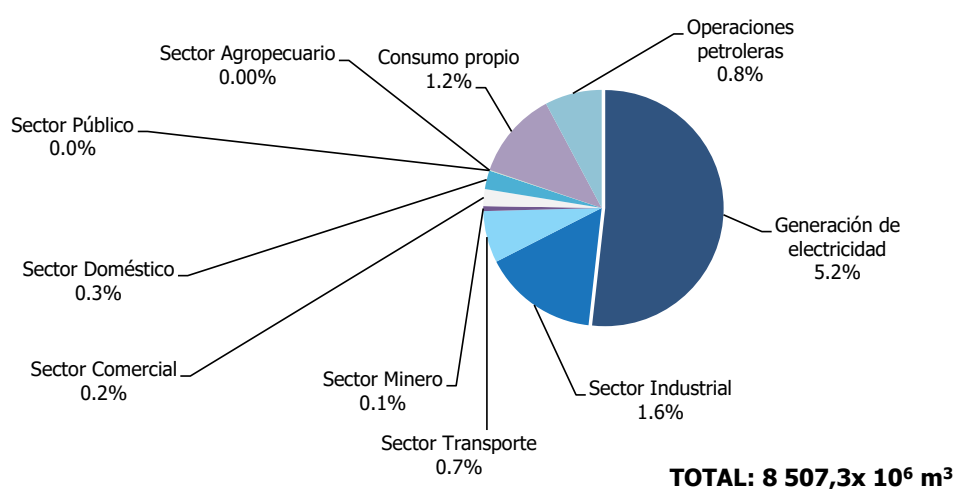
En el 2021, el consumo de gas natural a nivel nacional fue de $8\,507,3 \times 10^6 \text{ m}^3$, siendo de mayor uso en la generación eléctrica con el 51,8% del total, seguido del sector industrial con 15,7 %, y el sector transporte con 7,1%.

Tabla 70: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS DISTRIBUIDO POR TIPO DE USO Y/O SECTOR
(UNIDAD: 10⁶ m³)

ACTIVIDAD	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Generación de electricidad	1 263,0	1 894,1	2 387,5	2 441,8	3 074,9	3 526,5	4 068,4	3 718,3	4 342,9	4 511,5	4 937,0	4 094,8	4 160,9	4 395,1	3 720,7	4 404,7
Sector Industrial	324,8	504,2	621,9	585,4	689,4	1 006,9	848,3	935,9	1 007,8	1 062,5	1 070,0	1 056,7	1 244,8	1 326,0	967,5	1 335,5
Sector Transporte	8,0	53,5	154,8	261,3	348,5	421,3	517,8	604,9	658,5	671,6	679,7	728,7	741,4	756,7	507,6	603,8
Sector Minero	50,1	79,0	98,1	92,9	109,5	159,8	135,4	149,8	155,7	161,6	161,8	60,0	47,0	47,9	42,1	57,6
Sector Comercial	1,7	4,2	3,0	4,9	6,6	8,5	10,7	13,1	15,4	19,3	22,3	205,5	214,4	212,1	141,0	197,3
Sector Doméstico	0,8	1,7	2,5	3,6	6,2	10,5	17,8	26,1	43,8	61,6	79,1	97,2	124,0	161,2	204,4	217,9
Sector Público	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,1	5,2	5,1	3,6	4,2
Sector Agropecuario	0,5	0,9	1,1	1,0	1,2	1,7	1,5	1,6	1,7	1,7	1,7	3,3	1,6	1,7	0,4	0,4
Sector Pesquería	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	2,4	2,4	3,8	3,9
Consumo propio	99,2	103,3	83,2	36,6	722,7	623,4	812,0	781,8	928,3	934,3	962,9	917,0	918,3	943,1	967,5	1 019,2
Operaciones petroleras	509,7	527,2	593,9	807,0	658,8	524,3	563,1	690,1	714,7	655,1	564,1	575,4	589,5	592,8	588,9	662,7
TOTAL PAIS	2 257,8	3 168,0	3 946,0	4 234,5	5 617,8	6 282,9	6 975,0	6 921,7	7 868,9	8 079,4	8 478,7	7 745,4	8 049,6	8 444,0	7 147,6	8 507,3

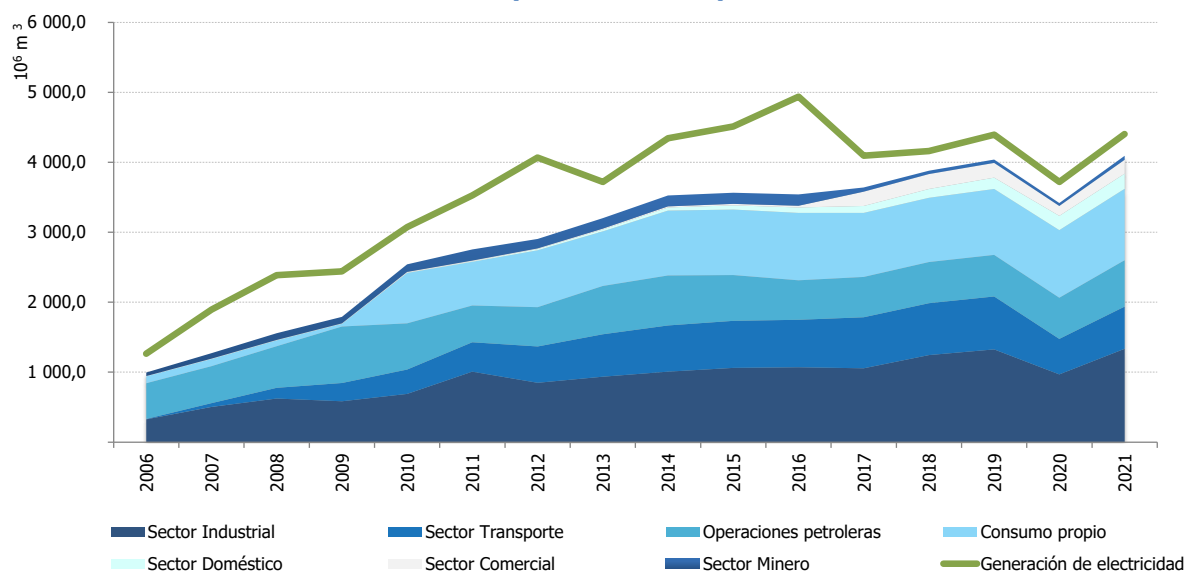
Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH (MINEM) – Empresas Sector Hidrocarburos

Ilustración 161: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DE GAS DISTRIBUIDO POR TIPO DE USO Y/O SECTOR



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH (MINEM) – Empresas Sector Hidrocarburos

Ilustración 162: EVOLUCIÓN DE LOS USOS DE GAS DISTRIBUIDO
(UNIDAD: 10⁶ m³)

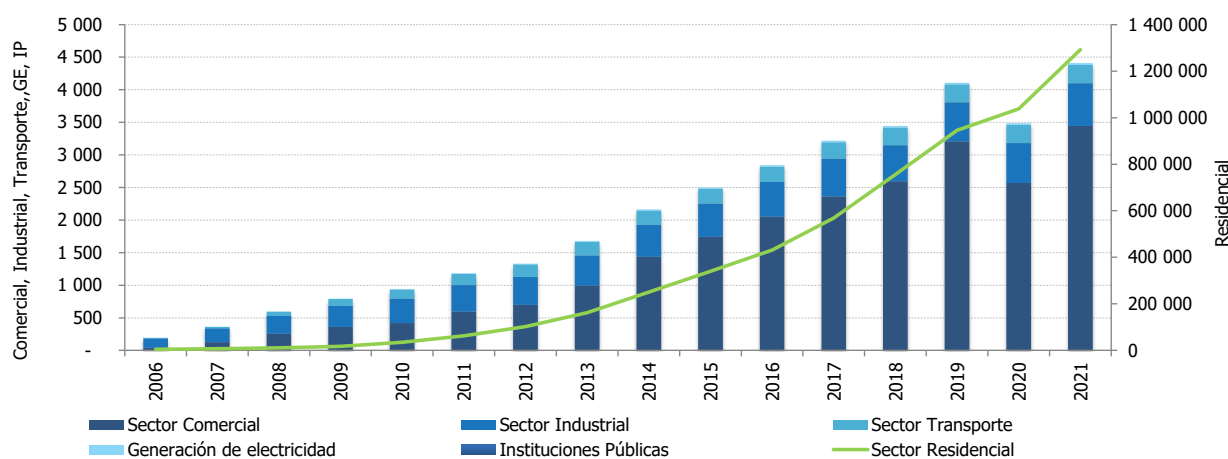


Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH (MINEM) – Empresas Sector Hidrocarburos

En el sector residencial se agrupa la mayor cantidad de clientes, aunque el volumen consumido por cliente es menor al de otros sectores.

En caso de la empresa distribuidora Cálidda, al 31 de diciembre de 2021 se reportó 1 296 362 clientes de gas natural, de los cuales el 99,7% corresponde al sector residencial. En los últimos años, el incremento de clientes de dicho sector aumentó de manera significativa, debido a que desde el 2016 se vienen implementando normas a través de mecanismos de promoción, tales como el Programa Bonogas (Fondo de Inclusión Social Energético).

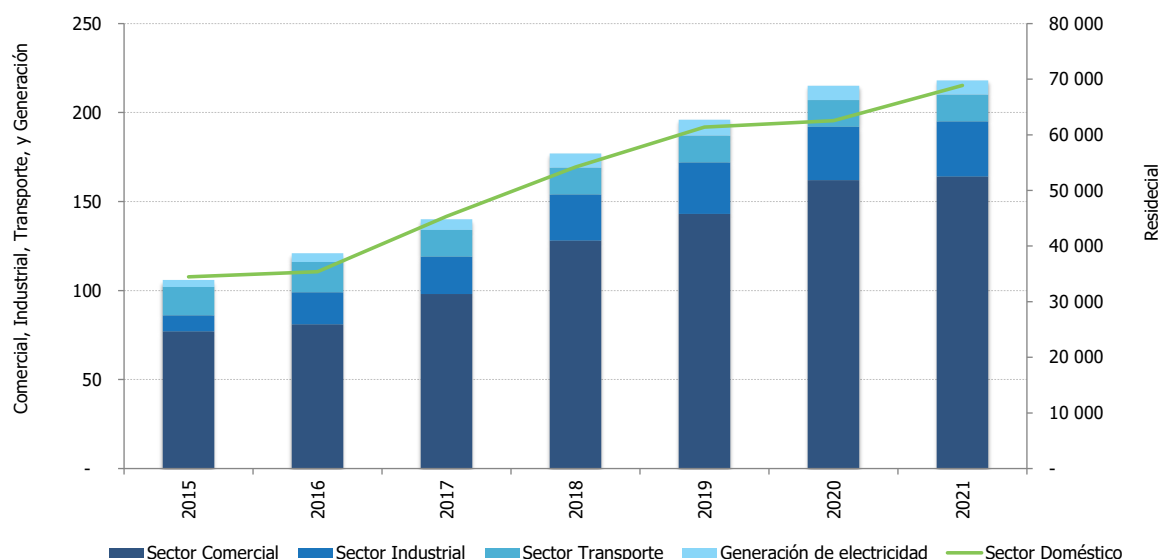
Ilustración 163: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES DE GAS NATURAL DISTRIBUIDO – CÁLIDDA



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas MINEM/Calidda

Por otro lado, al 31 de diciembre del 2021, el número de clientes reportado por la empresa Contugas fue de 69 101, de los cuales el 99,7% corresponde al sector residencial.

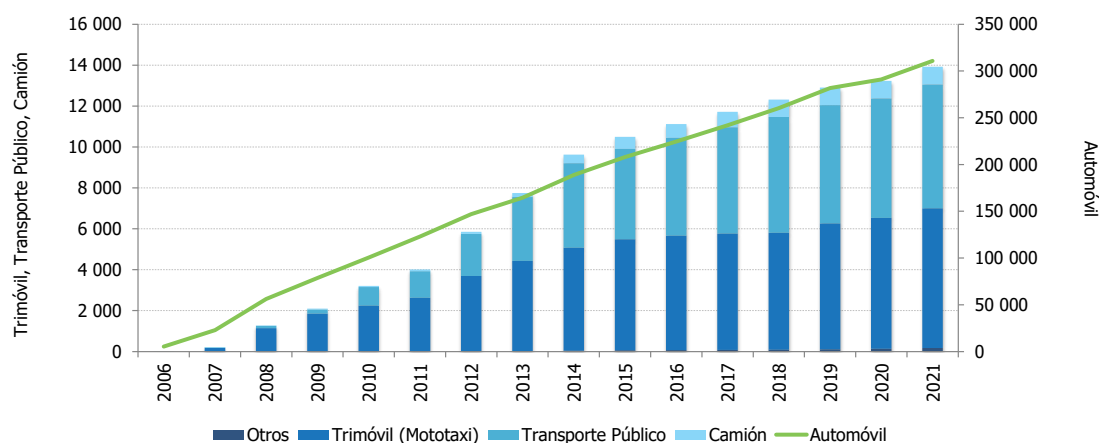
Ilustración 164: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES DE GAS NATURAL DISTRIBUIDO – CONTUGAS



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas MINEM

En cuanto al uso en transporte terrestre, en el 2021 se convirtieron a gas natural 20 443 vehículos, haciendo un total acumulado 324 717 unidades convertidas desde el año 2006, habiendo además 344 estaciones de servicio de GNV en operación. Cabe señalar, que la mayor participación de vehículos a GNV corresponde al uso en automóviles.

Ilustración 165: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE VEHÍCULOS QUE UTILIZAN GAS NATURAL



Fuente: Elaboración Propia / COFIDE

10.3.8.2 Consumo final de derivados de hidrocarburos líquidos y biocombustibles

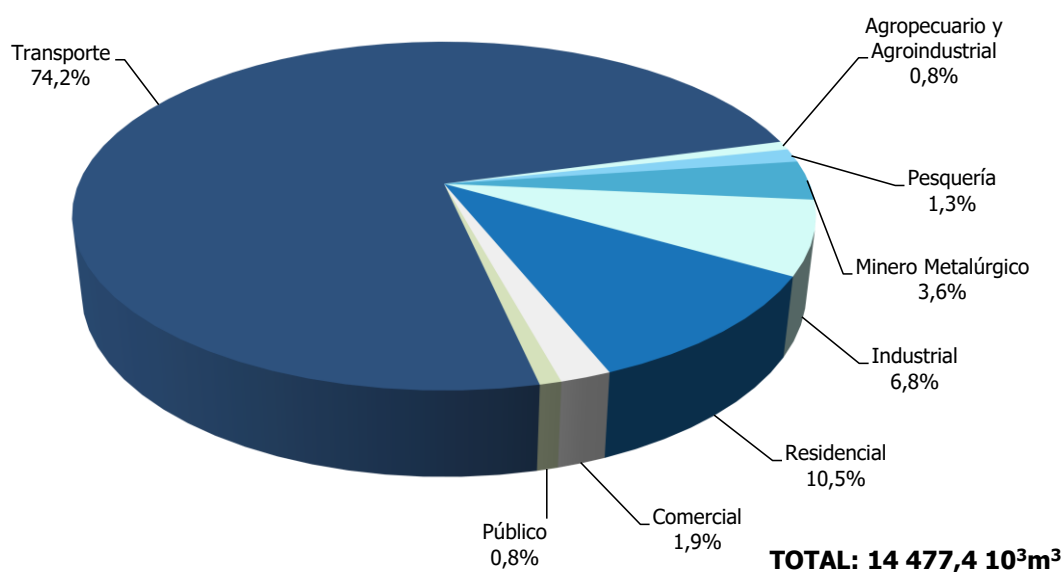
Respecto al consumo de derivados de hidrocarburos líquidos y biocombustibles, el principal demandante fue el sector transporte con el 74,2%, seguido del sector residencial con el 10,5%.

Tabla 71: CONSUMO FINAL DE LOS DERIVADOS DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y BIOCMBUSTIBLES POR SECTORES ECONÓMICOS (UNIDAD: 10³ m³)

SECTOR	GLP	Gasohol	Gasolina Motor	Turbo	Diesel B5	Fuel Oil	Total	
							Cantidad	Part.
Residencial	1 526,8	-	-	-	-	-	1 526,8	10,5%
Comercial	155,0	0,9	1,9	-	113,8	0,0	271,0	1,9%
Público	2,6	-	0,0	1,4	112,6	-	116,5	0,8%
Transporte	1 249,0	2 566,4	389,9	243,8	6 101,1	195,4	10 745,6	74,2%
Agropecuario y Agroindustrial	5,6	-	50,9	-	60,6	-	117,0	0,8%
Pesquería	0,7	-	125,1	-	55,0	0,3	181,2	1,3%
Minero	74,0	39,1	0,8	-	412,6	0,9	527,5	3,6%
Metalúrgico	-	-	-	-	-	-	-	-
Industrial	618,4	0,0	0,5	-	309,1	63,6	991,6	6,8%
TOTAL	3 632,1	2 605,9	569,1	245,1	7 164,9	260,3	14 477,4	100,0%

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 166: PARTICIPACIÓN DE LOS SECTORES ECONÓMICOS EN EL CONSUMO FINAL DE DERIVADOS DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y BIOCOMBUSTIBLES



Fuente: Elaboración Propia

10.3.9 Matriz y flujo del balance de hidrocarburos y biocombustibles

En esta sección se presenta la matriz y el flujo del Balance de Hidrocarburos y biocombustibles a nivel nacional, desde su origen hasta su destino final en los diferentes sectores. La matriz del balance se basa en un conjunto de relaciones de equilibrio que contabilizan la energía que se produce, la que se intercambia con el exterior, la que se transforma, la de consumo propio, la de pérdidas y la que se destina a los sectores. Respecto a la columna de gas natural, el valor de exportación que se coloca corresponde al valor de gas natural exportado en el año 2021 según lo reportado por las estadísticas de Perupetro.

La matriz considera las fuentes de energía primaria y secundaria descritas en las secciones anteriores, mostradas en columnas, mientras que los procesos que generan los flujos de la energía se muestran en filas. En las Tablas siguientes se muestra la matriz de energía del año 2021 en unidades originales y en terajoules.

Tabla 72: BALANCE NACIONAL DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES: 2021
(Unidades Originales)

DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Planeamiento Energético	ENERGÍA PRIMARIA			ENERGÍA SECUNDARIA											
	Petróleo Crudo 10 ³ bbl	Líquidos de Gas Natural 10 ³ bbl	Gas Natural 10 ⁶ pc	GLP 10 ³ bbl	Etanol 10 ³ bbl	Gasohol 10 ³ bbl	Gasolina Motor 10 ³ bbl	Turbo 10 ³ bbl	Biodiesel 10 ³ bbl	Diesel B5 10 ³ bbl	Fuel Oil 10 ³ bbl	Gas Refinería 10 ³ bbl	Gas Seco 10 ⁶ pc	Otros Energét. Petróleo y Gas 10 ³ bbl	No Energético Petróleo y Gas 10 ³ bbl
OFERTA	1. Producción	14 012,7	29 607,7	664 717,4											
	2. Importación	24 822,4			6 235,0	1 137,8		11 663,5	1 051,6	836,5	31 860,2	369,4			690,9
	3. Variación de Inventarios	351,2		0,0	6,9	102,2		11,0	(97,5)	284,0	103,5	142,5		476,6	57,0
	4. OFERTA TOTAL	39 186,2	29 607,7	664 717,4	6 241,9	1 240,0		11 674,5	954,1	1 120,5	31 963,7	511,9		476,6	747,8
	5. Exportación	(4 300,2)						(14 258,3)			(2 136,9)	(5 059,5)		(124 523,4)	(279,3)
	6. No Aprovechada			(239 126,2)										(1 111,2)	
	7. Transferencias					(1 278,6)	7 751,2	(14 878,5)	(44,2)	(2 095,0)	(6 524,3)	(162,3)		17 235,7	(1,7)
	8. Bunkers							(2 410,9)			(10,4)	(1 773,3)			
	9. OFERTA INTERNA BRUTA	34 886,1	29 607,7	425 591,2	6 241,9	(38,6)	7 751,2	(17 462,3)	(1 501,1)	(974,5)	23 292,1	(6 483,2)		(125 158,0)	468,8
TRANSFORMACIÓN	10. Total Transformación	(34 424,2)	(29 607,7)	(402 186,4)	16 028,7	(38,6)	5 741,5	20 868,0	3 038,1	(974,5)	21 010,3	8 093,0	316,6	246 635,7	(17 235,7)
	Coquerías y Altos Hornos														
	Carboneras														
	Refinerías	(34 424,2)			853,6	(38,6)	5 741,5	10 052,5	3 038,1	(974,5)	19 818,4	8 631,2	316,6		(17 235,7)
	Plantas de Gas		(29 607,7)	(402 186,4)	15 175,1			10 815,5			1 446,5			402 186,4	191,0
	Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)										(156,4)	(538,3)		(147 895,2)	
CONSUMO FINAL	Centrales Eléc. (Uso Propio)										(98,3)			(7 655,5)	
	11. Consumo Propio Sector Energía			(23 404,8)							(23,4)	(17,2)	(316,6)	(35 994,0)	
	12. Pérdidas (transp., distr. y almac.)														
	13. Ajustes	461,9			(575,7)		(2 898,7)	(174,2)	(4,8)		(788,8)	(44,6)			2 058,5
	14. CONSUMO FINAL TOTAL				22 846,3		16 391,5	3 579,9	1 541,9		45 067,8	1 637,1		85 483,6	1 272,9
	14.1 Consumo Final No Energético														
CONSUMO FINAL	14.2 Consumo Final Energético8				22 846,3		16 391,5	3 579,9	1 541,9		45 067,8	1 637,1		85 483,6	
	Residencial				9 604,0									7 696,8	
	Comercial				975,2		2,1	11,9			716,1	0,1		6 966,2	
	Público				16,4			0,0	8,6		708,0			149,0	
	Transportes				7 856,1		16 143,1	2 452,6	1 533,3		38 376,7	1 229,4		21 323,0	
	Agropecuaria				35,0			319,9			381,3			15,1	
	Pesquería				4,5			787,1			346,0	2,0		136,7	
	Minero				465,2		246,2	5,3			2 595,3	5,8		2 032,5	
	Industrial				3 890,0		0,0	3,0			1 944,5	399,9		47 164,4	

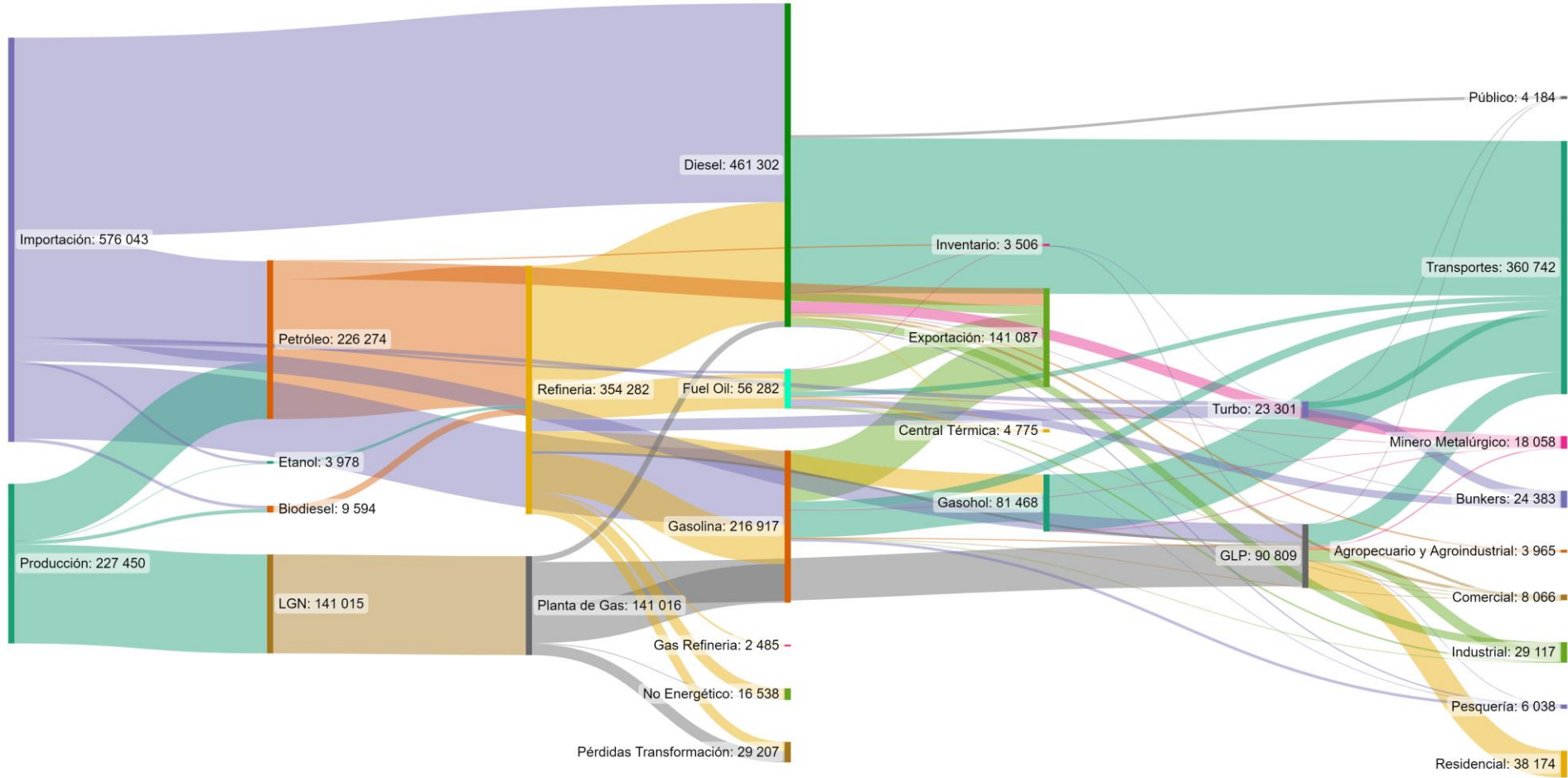
Fuente: Elaboración Propia

Tabla 73: BALANCE NACIONAL DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES: 2021
(UNIDAD: TJ)

DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Planeamiento Energético	ENERGÍA PRIMARIA				ENERGÍA SECUNDARIA													TOTAL ENERGÍA
	Petróleo Crudo	Líquidos de Gas Natural	Gas Natural	Total E.P	GLP	Etanol	Gasohol	Gasolina Motor	Turbo	Biodiesel	Diesel B5	Fuel Oil	Gas Refinería	Gas Seco	Otros Energét. Petróleo y Gas	No Energético Petróleo y Gas	Total E.S	
1. Producción	81 142,4	141 015,2	761 020,1	983 177,7														
2. Importación	143 738,1			143 738,1	24 782,9	3 848,4		59 536,1	5 851,9	4 431,4	183 199,5	2 272,1				3 988,5	287 910,8	
3. Variación de Inventarios	2 033,6		0,0	2 033,6	27,5	345,8		55,9	(542,6)	1 504,5	595,0	876,6		545,6		328,9	3 749,4	
4. OFERTA TOTAL	226 914,1	141 015,2	761 020,1	1 128 949,4	24 810,4	4 194,2		59 592,0	5 309,3	5 935,9	183 794,5	3 148,7		545,6		4 317,4	291 660,1	
5. Exportación	(24 900,8)			(24 900,8)				(72 781,4)			(12 287,1)	(31 118,4)		(142 564,1)		(1 612,6)	(260 363,6)	
6. No Aprovechada			(273 770,2)	(273 770,2)										(1 272,2)			(1 272,2)	
7. Transferencias						(4 324,7)	38 524,8	(75 946,8)	(246,2)	(11 098,4)	(37 515,6)	(998,4)			93 737,0	(10,1)	2 109,6	
8. Bunkers								(13 416,2)	(59,9)	(10 906,6)							(24 382,7)	
9. OFERTA INTERNA BRUTA	202 013,3	141 015,2	487 249,9	830 278,4	24 810,4	(130,5)	38 524,8	(89 136,2)	(8 353,1)	(5 162,5)	133 231,5	(39 874,7)		(143 290,6)	93 737,0	2 694,7	7 751,2	
10. Total Transformación	(199 338,7)	(141 015,2)	(460 454,2)	(800 808,1)	63 710,9	(130,5)	28 536,4	106 520,3	16 906,2	(5 162,5)	120 811,6	49 775,6	2 484,7	282 367,7	(93 737,0)	16 538,1	588 740,1	(212 068,0)
Coquerías y Altos Hornos																		
Carboneras																		
Refinerías	(199 338,7)			(199 338,7)	3 393,0	(130,5)	28 536,4	51 313,0	16 906,2	(5 162,5)	113 958,2	53 086,2	2 484,7		(93 737,0)	15 435,4	186 083,1	(13 255,6)
Plantas de Gas		(141 015,2)	(460 454,2)	(601 469,4)	60 317,9			55 207,3			8 317,5			460 454,2		1 102,6	585 518,1	(15 951,3)
Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)											(899,1)	(3 310,6)		(169 321,9)			(173 531,6)	
Centrales Eléc. (Uso Propio)											(565,0)			(8 764,6)			(9 329,6)	
11. Consumo Propio Sector Energía			(26 795,6)	(26 795,6)							(134,4)	(105,9)	(2 484,7)	(41 208,8)			(43 933,7)	(70 729,4)
12. Pérdidas (transp., distr. y almac.)																		
13. Ajustes	2 674,6			2 674,6	(2 288,4)		(14 407,0)	(869,3)	(26,9)		(4 535,7)	(274,2)				11 884,1	(10 418,8)	(7 744,2)
14. CONSUMO FINAL TOTAL					90 809,6		81 468,2	18 273,4	8 580,0		259 144,8	10 069,2		97 868,3		7 348,7	573 562,3	
14.1 Consumo Final No Energético																7 348,7	7 348,7	
14.2 Consumo Final Energético					90 809,6		81 468,2	18 273,4	8 580,0		259 144,8	10 069,2		97 868,3			566 213,6	
Residencial					38 174,1									8 811,9			46 985,9	
Comercial					3 876,1		10,7	60,7			4 117,4	0,6		7 975,5			16 041,0	
Público					65,2			0,1	47,8		4 070,9			170,6			4 354,5	
Transportes					31 226,4		80 233,9	12 519,5	8 532,3		220 669,8	7 561,2		24 412,2			385 155,2	
Agropecuaria					139,2			1 632,8			2 192,7			17,3			3 982,0	
Pesquería					17,7			4 017,8			1 989,5	12,0		156,5			6 193,6	
Minero					1 849,1		1 223,5	27,2			14 923,1	35,9		2 326,9			20 385,8	
Industrial					15 461,9		0,2	15,3			11 181,3	2 59,4		53 997,5			83 115,6	

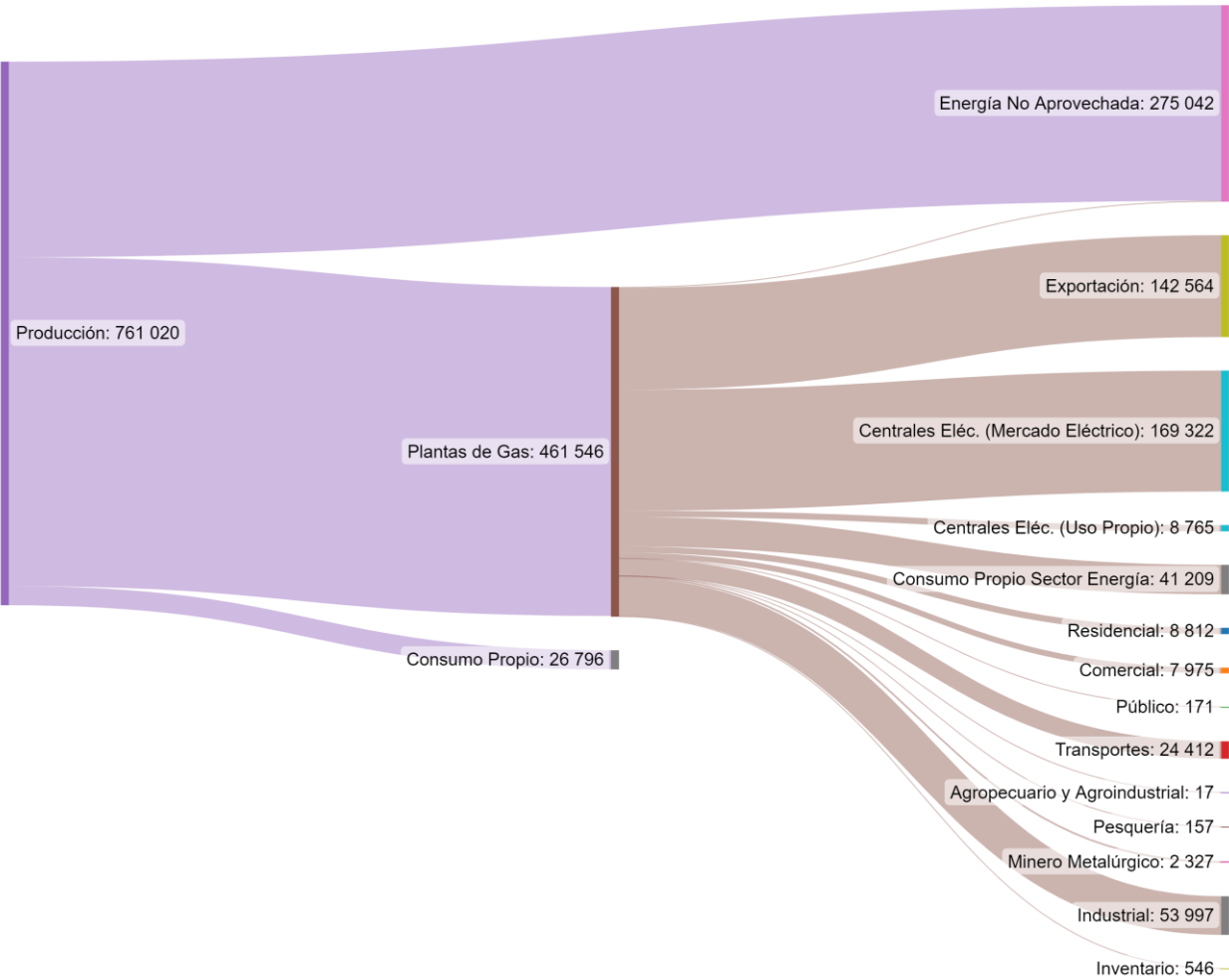
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 167: DIAGRAMA DE FLUJO DEL BALANCE NACIONAL DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS: 2021
(UNIDAD: TJ)



Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 168: DIAGRAMA DE FLUJO DEL BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL: 2021
(UNIDAD: TJ)



Fuente: Elaboración Propia

10.4 BALANCE DE CARBÓN MINERAL Y DERIVADOS

El carbón mineral es una fuente de energía primaria de consistencia sólida, compuesto principalmente de carbono, con pequeñas cantidades de nitrógeno, oxígeno, azufre y otros elementos.

10.4.1 Esquema Energético

El siguiente esquema muestra los flujos de la cadena de carbón mineral, observándose que el recurso puede ser de tipo bituminoso o antracítico, además que puede ser nacional o importado. El recurso puede ingresar como fuente primaria en centros de transformación (centrales eléctricas) para la generación de electricidad, que es una fuente secundaria. Asimismo, dicho recursos también puede ser demandados por las cementeras para la producción de Clinker, que es un componente principal del cemento. Por otro lado, se puede utilizar en metalurgia, en altos hornos que producen coque, que son a la vez productos empleados para la producción del acero. Finalmente Los recursos nacionales pueden ser sujetos de exportación.

Ilustración 169: ESQUEMA DE LA CADENA DE CARBÓN MINERAL Y DERIVADOS



Fuente: Elaboración Propia

10.4.2 Reservas de carbón mineral como fuente primaria

Las reservas de carbón mineral a fines del año 2020 fueron de $15,63 \times 10^9$ kg, de las cuales $5,76 \times 10^9$ kg son probadas y $9,87 \times 10^9$ kg probables.

El carbón antracita es el que más abunda en nuestro país (98,6% del total de las reservas) y se caracteriza por ser un tipo de carbón que arde con dificultad, pero que es rico en carbono y posee un alto poder calorífico. Por otra parte, el Perú cuenta también con yacimientos de carbón de tipo bituminoso (1,4%).

Las principales reservas de carbón en el Perú, se ubican en las regiones de La Libertad, Ancash y Lima.

Ilustración 170: YACIMIENTOS DE CARBÓN MINERAL EN EL PERÚ



Fuente: Elaboración Propia

En primer lugar, la región La Libertad posee la mayor cantidad de reserva totales, con una participación del 57% del total nacional. Asimismo, las reservas probadas ascienden a $3,23 \times 10^9$ kg y las reservas probables a $5,70 \times 10^9$ kg. Los principales yacimientos de carbón mineral se ubican en la provincia de Otuzco (La Libertad), siendo básicamente carbón tipo antracita.

En segundo lugar, se ubica la región Ancash con una participación del 32% de las reservas totales nacionales. Asimismo, las reservas probadas ascienden a $1,94 \times 10^9$ kg y $3,091 \times 10^9$ kg como reserva probable. Estas reservas se encuentran ubicadas principalmente en las provincias de Yungay, Bolognesi y Huaylas.

Finalmente, el siguiente aporte a las reservas, está dado por Lima, con una participación del 9,4% de las reservas totales nacionales. Asimismo, presenta $0,47 \times 10^9$ kg de reservas probadas y $1,00 \times 10^9$ kg de reservas probables. Los principales yacimientos se ubican en la provincia de Oyón, con reservas de carbón de tipo antracita principalmente.

10.4.3 Producción de carbón mineral

La producción de carbón mineral oficialmente registrada en el año 2021 fue de $144\,579 \times 10^6$ kg, mayor en 25,9% respecto al año anterior. Dicha producción corresponde en una mayor proporción a unidades que están ubicadas en la región Lima; de las cuales la gran mayoría son pequeños productores mineros o productores mineros artesanales.

La mayor producción de carbón mineral se registró en el departamento de Lima (70%), y por parte de la empresa OBRAS CIVILES Y MINERAS S.A.C. con sus unidades División Oyón 2 y 3; en segundo lugar, la mayor producción se concentró en el departamento de La Libertad, con un 16% de la producción nacional, y donde el mayor productor fue la empresa COMPAÑIA MINERA MUFABE S.A.C, titular de la Unidad LLOQUE MISHA.

Tabla 74: PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN
(UNIDAD: 10³ kg)

EMPRESA	UNIDAD	2020	2021	Variación
ANCASH				
SAN ROQUE F.M. S.A.C	SAN ROQUE F M	13 316,0	12 430,0	
MINERA MARCO DE HUARAZ S.R.L.	MARCO	3 150,0	0,0	
LA NEGRITA Nº 4 DE HUARAZ S.A.C.	LA NEGRITA Nº 4		605,0	
PONCE TRINIDAD FLORENCIO	NUEVO PERU II	1 855,9	901,0	
MINERA RC S.A.C.	REINA CRISTINA Nº4	30,0	0,0	
	NECAL		30,0	
FIGUEROA MORENO CARLOS ANTONIO	CARMEN CECILIA FM	60,0	0,0	
Subtotal ANCASH		18 411,9	13 966,0	-24,1%
CAJAMARCA				
CIA MINERA CLEOFE S.R.L	SEPTIMA MARAVILLA	1 675,9	4 986,0	
SIVERONI MORALES JOSE ALFREDO	CARBOJHOLAY	2 538,0	1 393,0	
	JUANA	0,0	15,0	
Subtotal CAJAMARCA		4 213,9	6 394,0	51,7%
LA LIBERTAD				
LA ESTRELLA TRADING Y LOGISTICA S.A.C.	EL ROCIO 1	312,0	1 802,0	
	MINERA CARBONIFERA ANDINA	676,0	2 518,0	
LA ESTRELLA TRADING Y LOGISTICA S.A.C.	AGAUCU	282,0	1 880,0	
CORPORACION MINERA LEO S.A.C.	EL ROCIO	1 939,5	3 270,0	
INTERNATIONAL SUPPLY OF SELECTED COAL S.A.C. - ISOS COAL S.A.C.	JESUS DE NAZARETH 1	2 005,0	1 480,0	
CARBONIFERA SAN BENITO S.R.L.	SAN BENITO I	1 027,0	2 391,0	
INTERNATIONAL SUPPLY OF SELECTED COAL S.A.C. - ISOS COAL S.A.C.	JESUS DE NAZARETH 3	1 130,0	935,0	
INTERNATIONAL SUPPLY OF SELECTED COAL S.A.C. - ISOS COAL S.A.C.	JESUS DE NAZARETH 4	1 090,0	950,0	
COMPAÑIA MINERA MUFABE S.A.C	LLOQUE MISHA	2 956,2	7 910,5	
BLACK MINERAL S.A.C.	LAJON NEGRO	22 075,0	0,0	
BLACK MINERAL S.A.C.	MIHOAL I	22 072,0	0,0	
Subtotal LA LIBERTAD		55 564,7	23 136,5	-58,4%
LIMA				
OBRAS CIVILES Y MINERAS S.A.C.	DIVISION OYON 3	4 147,4	24 919,2	
OBRAS CIVILES Y MINERAS S.A.C.	DIVISION OYON 2	4 398,9	25 942,1	
MINERA SANTA MERCEDES E.I.R.L.	EL POETA	13 527,5	28 465,5	
	ATALAYA	5 106,4	7 821,3	
S.M.R.L. COAL MINE	COAL MINE	3 858,1	7 150,9	
CORPORACION E INVERSIONES VIRGEN DE GUADALUPE S.A.C.	ACUMULACION OYON 2	0,0	3 620,7	
UNIDAD ARIES S.A.C.	LAGUNA DE COCHAQUILLO	5 554,4	3 162,3	
MORALES CALDAS AMELIA LUZ	KIARA Y ANTONELLA	81,4	0,0	
Subtotal LIMA		36 674,1	101 082,2	175,6%
TOTAL GENERAL		114 864,6	144 578,7	25,9%

Fuente: Elaboración Propia

10.4.4 Importación y exportación de carbón mineral

Importación

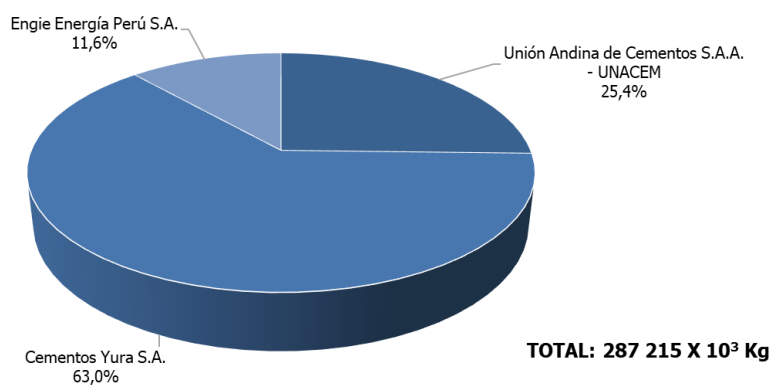
En el año 2021, se ha registrado 287 215 x 10³ kg de carbón mineral importado, lo que significa un incremento en 42% de las importaciones respecto al año 2020.

Tabla 75: IMPORTACIÓN DE CARBÓN
(UNIDAD: 10³ kg)

EMPRESA	PROCEDENCIA	2020		2021		Variación
		Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Cementos Pacasmayo S.A.A.	Colombia	31 539	15,6%	-	0,0%	
Unión Andina de Cementos S.A.A. - UNACEM	Colombia Venezuela	74 790	36,9%	72 944	25,4%	-2,5%
Cementos Yura S.A.	Colombia	96 225	47,5%	90 415	63,0%	88,0%
MARCOBRE S.A.C.	Estados Unidos	-		90 447		
MARCOBRE S.A.C.	Holanda	135	0,1%	-	0,0%	
OWENS-ILLINOIS PERU S.A.	Estados Unidos	-		-	0,0%	
Engie Energía Perú S.A.	Colombia	-	0,0%	33 409	11,6%	
	Estados Unidos	-		-		
TOTAL		202 689	100,0%	287 215	100,0%	41,7%

Fuente: Elaboración Propia

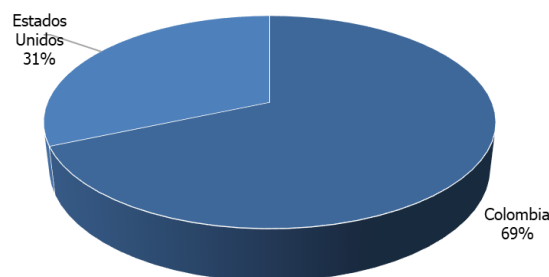
La principal empresa importadora de carbón mineral en el Perú fue Cementos Yura S.A. con una participación de 63% del total importado, seguido de Unión Andina de Cementos S.A.A con el 25,4%.

Ilustración 171: PARTICIPACIÓN DE EMPRESAS EN LA IMPORTACIÓN DE CARBÓN

Fuente: SUNAT

Asimismo, la mayor parte de carbón mineral importado provino del país de Colombia.

Ilustración 172: IMPORTACIONES DE CARBÓN POR PAÍS DE ORIGEN

TOTAL: 287 215 x 10³ Kg

Fuente: Elaboración Propia

Cabe precisar, que el carbón mineral fue gravado con un Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) desde el 2007, en el marco del D.S. N° 211-2007-EF, el cual estableció montos fijos de ISC considerando el criterio de proporcionalidad al grado de nocividad de los combustibles, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 3 de la Ley N° 28694, Ley que regula el contenido de azufre en el combustible diésel. Para el caso del carbón mineral se determinó su aplicación para el periodo 2011-2016.

Posteriormente, se publicó el D.S. N° 009-2011-EF, que modifica la tabla de montos fijos del ISC aplicable a los combustibles (del Decreto Supremo N° 211-2007-EF), y posterga la aplicación al carbón mineral hasta el periodo 2014-2016.

Finalmente, el carbón mineral (hulla bituminosa y antracita) es gravado con un ISC establecido en el 2016, por Decreto Supremo N° 111-2016-EF. Esto se aplica a la antracita para uso energético con S/ 51,72 por tonelada, y a la hulla bituminosa para uso energético y las demás hullas con S/ 55,19 por tonelada.

Exportación

Respecto a la exportación, el año 2021 el flujo fue 823 183 x10³ kg de carbón mineral de tipo antracita, siendo el 33,7% destinado al país de Brasil, seguido de Corea del Sur con 30,6%.

Tabla 76: EXPORTACIÓN DE CARBÓN
(UNIDAD: 10³ kg)

Destino	Carbón Antracita	Carbón Bituminoso	Total
BOLIVIA	9 496		9 496
BRASIL	277 568		277 568
CHILE	12 409		12 409
CHINA	251 619		251 619
COLOMBIA	505		505
COREA DEL SUR	91 680		91 680
CUBA	72		72
ECUADOR	18 624		18 624
GUATEMALA	116		116
INDONESIA	126 458		126 458
MEXICO	20 985		20 985
OMAN	1 009		1 009
PANAMA	227		227
REPUBLICA DOMINICANA	8 105		8 105
VENEZUELA	4 311		4 311
Total	823 183	0,0	823 183

Fuente: Elaboración Propia

10.4.5 Demanda total del carbón mineral

En el año 2021, la demanda total de carbón mineral fue de 889 003,7 x10⁶ kg, que es mayor en 36,9% respecto al registrado el año anterior.

De total, 157 744 x10⁶ kg (17,7%) de carbón mineral se utilizó en centrales termoeléctricas (centros de transformación) para la generación de una fuente secundaria que es la electricidad. Entre estas centrales se encuentra la Central Térmica de Ilo 2 (ENGIE Energía Perú S.A.) que genera para el mercado eléctrico y la Empresa Agroindustrial Trupal S.A. que genera para uso propio. Los resultados de esta generación se presentaron en la sección anterior correspondiente al balance de energía eléctrica.

El resto del carbón mineral fue utilizado a nivel de consumo final.

10.4.6 Consumo final de fuente primaria

Respecto al consumo final de carbón mineral, los estudios revelan que en el Perú, ésta fuente de energía es aprovechada principalmente por las fábricas de cemento, empresas siderúrgicas y ladrilleras.

En el 2021, el consumo final de carbón mineral fue 731 259,3 x 10³ kg, mostrando un incremento de 53,6 % con respecto al año anterior.

10.4.6.1 Sector Residencial y Comercial

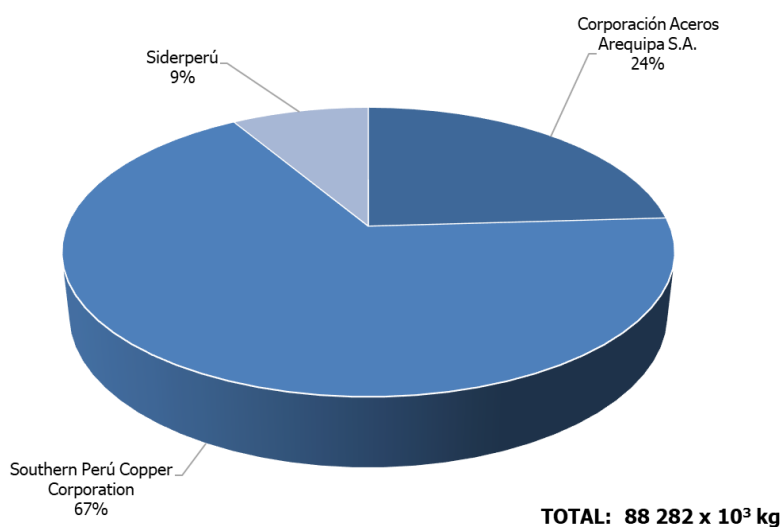
Dentro del sector comercial, el consumo de carbón mineral fue en hoteles, en una cantidad de 13,5 x 10³ kg, representando el 0,002% del consumo final. El carbón mineral en este sector es consumido en forma de briquetas y se emplea principalmente para calefacción.

10.4.6.2 Sector Industrial

En caso del sector industrial, el consumo fue de 731 118,8 x 10³ kg, que representa casi la totalidad del consumo final de carbón mineral.

Metalurgia

En caso del sector metalúrgico, el consumo fue de 88 281,5 x 10³ Kg. de carbón mineral, que es 12,1% del correspondiente al sector industrial. De dicha cantidad, el mayor consumidor fue *Southern Perú Copper Corporation*, con el 67% de participación. Cabe señalar, que no se reportó consumos por parte de la empresa Doe Run Perú, debido a la suspensión de operaciones del Complejo Metalúrgico La Oroya desde junio de 2009.

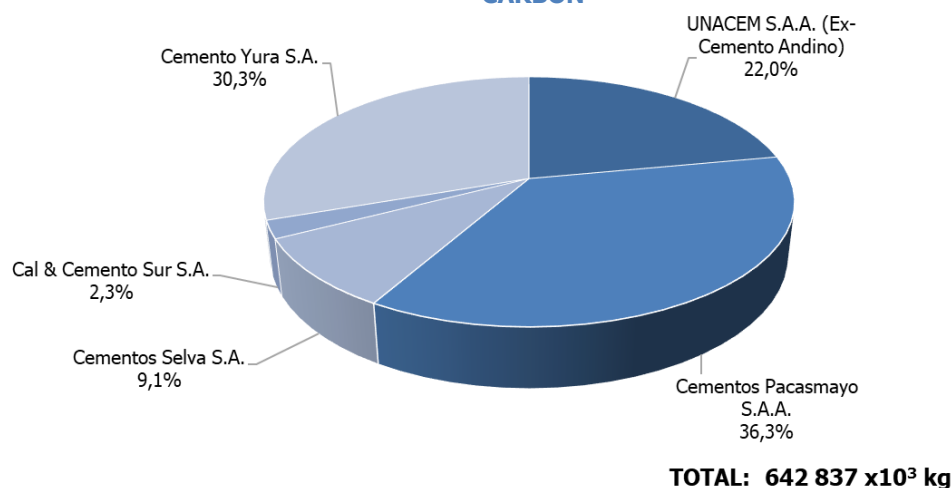
Ilustración 173: PARTICIPACIÓN DE EMPRESAS DEL SECTOR METALÚRGICO EN EL CONSUMO DE CARBÓN

Fuente: Elaboración Propia

Cementeras

El sector cemento, caracterizado por ser altamente intensivo en energía, consumió en el año 2021 un total de 642 837 x 10³ kg. de carbón mineral. Dicho valor representa el 87,9% de lo consumido en el sector industrial, y es 43,7% mayor al registrado el año anterior.

La principal empresa cementera que consumió carbón mineral fue Cemento Pacasmayo S.A.A, con una participación del 36,3% del consumo total del sector cemento, seguido de Cemento Yura S.A. con el 30,3%, y UNACEM (Ex Cemento Andino) con el 22,0%.

Ilustración 174: PARTICIPACIÓN DE EMPRESAS DEL SECTOR CEMENTERO EN EL CONSUMO DE CARBÓN

Fuente: Elaboración Propia

Ladrilleras

El sector ladrilleras, principalmente industrias ladrilleras de gran tamaño, no se reportó consumos de carbón mineral a nivel de consumo final.

10.4.6.3 Sector Pesquería

No se reportaron consumos de carbón mineral en el sector pesquería.

10.4.6.4 Sector Agropecuario

El sector agropecuario emplea el carbón mineral en forma de briquetas y se emplea principalmente para calefacción de animales de granja. En el año 2021, el consumo de carbón mineral fue de 127×10^3 kg, siendo su participación 0,017 % respecto del consumo final.

Tabla 77: CONSUMO DE CARBÓN MINERAL POR SECTORES: 2021
(UNIDAD: 10^3 kg)

SECTORES	TIPO DE CARBÓN			TOTAL
	ANTRACITA NACIONAL	BITUMINOSO NACIONAL	IMPORTADO	
RESIDENCIAL Y COMERCIAL				
1.-Hoteles	13,5			13,5
Subtotal	13,5			13,5
INDUSTRIAL				
Metalurgia				
1.-Doe Run Perú - La Oroya División				
2.-Corporación Aceros Arequipa S.A.	21 236,4			21 236,4
3.- Southern Perú Copper Corporation	51 065,0	8 394,1		59 459,1
4.- Siderperú	7 586,0			7 586,0
5.-Otras Mineras				
Subtotal	79 887,4	8 394,1		88 281,5
Cementeras y ladrilleras				
1.-UNACEM S.A.A. (Ex-Cemento Andino)	66 062,9		75 562,8	141 625,7
2.-Cementos Pacasmayo S.A.A.	218 913,9		14 313,2	233 227,1
3.-Cementos Selva S.A.	58 610,0			58 610,0
4.-Cemento Sur S.A.	25,5		14 779,0	14 804,5
5.-Cemento Yura S.A.	13 867,0		180 703,0	194 570,0
6.-Caliza Cemento Inka S.A.				
7.- Otras ladrilleras				
8.-Otras industrias				
Subtotal	357 479,2		285 358,0	642 837,3
Subtotal	437 366,6	8 394,1	285 358,0	731 118,8
PESQUERÍA				
1.- Pesqueras				
Subtotal				
AGROPECUARIO				
1.- Granjas avícolas	127,0			127,0
Subtotal	127,0			127,0
TOTAL	437 507,2	8 394,1	285 358,0	731 259,3

Fuente: Elaboración DGEE-MINEM

10.4.7 Matriz y Flujo del Balance del Carbón Mineral

La matriz de balance de carbón mineral según los tipos: 1) Antracítico de origen nacional; 2) Bituminoso de origen nacional; y 3) Carbón importado de todos los tipos. Asimismo, dicha matriz se muestra en unidades originales, y en Terajoule.

Tabla 78: BALANCE DE CARBÓN MINERAL: 2021
(UNIDADES ORIGINALES)

BALANCE		ENERGÍA PRIMARIA		
		Carbón Antracita 10 ³ ton	Carbón Bituminoso	
			Nacional 10 ³ ton	Importado 10 ³ ton
OFERTA	1. Producción	75,1	69,5	
	2. Importación	0,2		287,2
	3. Variación de Inventarios	1 185,4	(61,1)	155,9
	4. OFERTA TOTAL	1 260,7	8,4	443,1
	5. Exportación	(823,2)		
	6. No Aprovechada			
	7. Transferencias			
	7. OFERTA INTERNA BRUTA	437,5	8,4	443,1
TRANSFORMACIÓN	8. Total Transformación			(157,7)
	Coquerías y Altos Hornos			
	Carboneras			
	Refinerías			
	Plantas de Gas			
	Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)			(10,5)
	Centrales Eléc. (Uso Propio)			(147,3)
CONSUMO FINAL	9. Consumo Propio Sector Energía			
	10. Pérdidas (transp., distr. y almac.)			
	11. Ajustes		(0,0)	(0,0)
	12. CONSUMO FINAL TOTAL	437,5	8,4	285,4
	12.1 Consumo Final No Energético			
	12.2 Consumo Final Energético	437,5	8,4	285,4
	Residencial			
	Comercial	0,0		
	Público			
	Transportes			
	Agropecuaria	0,1		
	Pesquería			
	Minero			
	Industrial	437,4	8,4	285,4

Fuente: Elaboración DGEE-MINEM

Tabla 79: BALANCE DE CARBÓN MINERAL: 2021
(UNIDAD: TJ)

BALANCE		ENERGÍA PRIMARIA			
		Carbón	Carbón Bituminoso		Total E.P
		Antracita	Nacional	Importado	
OFERTA	1. Producción	2 199,4	1 724,6		3 923,9
	2. Importación	6,3		8 772,5	8 778,7
	3. Variación de Inventarios	34 717,4	(1 516,2)	4 761,3	37 962,5
	4. OFERTA TOTAL	36 923,1	208,3	13 533,8	50 665,2
	5. Exportación	(24 109,4)			(24 109,4)
	6. No Aprovechada				
	7. Transferencias				
	7. OFERTA INTERNA BRUTA		12 813,7	208,3	13 533,8
TRANSFORMACIÓN	8. Total Transformación			(4 818,0)	(4 818,0)
	Coquerías y Altos Hornos				
	Carboneras				
	Refinerías				
	Plantas de Gas				
	Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)			(319,8)	(319,8)
	Centrales Eléc. (Uso Propio)			(4 498,2)	(4 498,2)
	9. Consumo Propio Sector Energía				
10.Pérdidas(transp., distr. y almac.)					
11. Ajustes	(0,0)	(0,0)	0,0	(0,0)	
CONSUMO FINAL	12. CONSUMO FINAL TOTAL	12 813,7	208,3	8 715,7	21 737,8
	12.1 Consumo Final No Energético				
	12.2 Consumo Final Energético	12 813,7	208,3	8 715,7	21 737,8
	Residencial				
	Comercial	0,4			0,4
	Público				
	Transportes				
	Agropecuario	3,7			3,7
	Pesquería				
	Minero				
Industrial	12 809,6	208,3	8 715,7	21 733,7	

Fuente: Elaboración DGEE-MINEM

10.5 BALANCE NACIONAL DE COQUE

El coque es una fuente de energía secundaria obtenida de la destilación destructiva del petróleo en refinerías, o del carbón mineral en las coquerías.

10.5.1 Producción Nacional de Coque

En el 2021, no se reportó producción de coque. Además, a partir de noviembre de 2004, Doe Run Perú puso fuera de servicio su planta de producción de coque, por razones ambientales.

10.5.2 Importaciones de Coque

Durante el 2021, Doe Run Perú, no ha reportado importación de Coque para uso en sus instalaciones. Por otro lado, la siguiente tabla muestra la lista de empresas que importaron coque de origen petrolero y metalúrgico.

Tabla 80: IMPORTACIÓN DE COQUE
(UNIDAD: 10³ kg)

EMPRESA	PROCEDENCIA	2020		2021		Variación
		Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Siderperú	Bélgica	-	0,0%	-	0,0%	
Corporación Aceros Arequipa	Argentina	-	0,1%	56		
	Brasil	-		238	0,6%	
	China	41		162		
Cementos Sur	Estados Unidos	26 681	82,7%	59 815	82,2%	
Calidra Perú S.A.C.	Chile	5 556		-		
	México	-		12 478	17,2%	
Otros		-		-	-	
TOTAL		32 277	100,0%	72 749	100,0%	125,4%

Fuente: SUNAT

10.5.3 Consumo final de Coque

En el 2021, el consumo final de coque fue de 56 113 x 10³ Kg, que es 10,8% menor al registrado el año anterior.

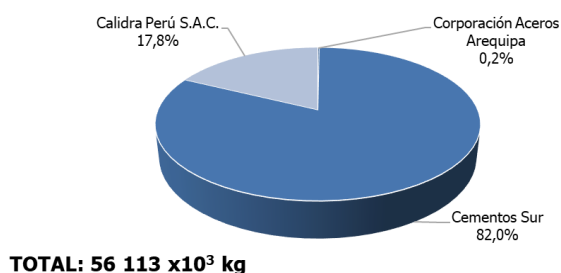
Tabla 81: CONSUMO DE COQUE
(UNIDAD: 10³ kg)

EMPRESA	2020		2021		Variación
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Siderperú	-	0,0%	-	0,0%	
Corporación Aceros Arequipa	95	0,2%	91	0,2%	-4,1%
Cementos Sur	55 732	88,6%	46 039	82,0%	-17,4%
Cemento Yura	-	0,0%	-	0,0%	
Calidra Perú S.A.C.	7 099	11,3%	9 982	17,8%	40,6%
Otros	-	0,0%	-	0,0%	
TOTAL	62 926	100,0%	56 113	100,0%	-10,8%

Fuente: MINEM

La empresa que tuvo el mayor consumo de coque fue Cementos Sur, con una participación de 82,0%, seguido de Calidra Perú S.A.C. con el 17,8%.

Ilustración 175: PARTICIPACIÓN DE EMPRESAS EN EL CONSUMO DE COQUE



Fuente: DGEE-MINEM

10.5.4 Matriz y Flujo del Balance de Coque

Las tablas siguientes muestran el balance de coque en unidades originales y en terajoules.

**Tabla 82: BALANCE DE COQUE: 2021
(UNIDADES ORIGINALES)**

BALANCE		ENERGÍA SECUNDARIA	
		Coque 10 ³ ton	Gas Industrial 10 ⁶ m ³
OFERTA	1. Producción		
	2. Importación	72,7	
	3. Variación de Inventarios	(16,6)	
	4. OFERTA TOTAL	56,1	
	5. Exportación		
	6. No Aprovechada		
	7. Transferencias		
	7. OFERTA INTERNA BRUTA	56,1	
TRANSFORMACIÓN	8. Total Transformación		
	Coquerías y Altos Hornos		
	Carboneras		
	Refinerías		
	Plantas de Gas		
CONSUMO FINAL	Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)		
	Centrales Eléc. (Uso Propio)		
	9. Consumo Propio Sector Energía		
	10. Pérdidas (transp., distr. y almac.)		
	11. Ajustes		
	12. CONSUMO FINAL TOTAL	56,1	
CONSUMO FINAL	12.1 Consumo Final No Energético		
	12.2 Consumo Final Energético	56,1	
	Residencial		
	Comercial		
	Público		
	Transportes		
	Agropecuario		
	Pesquería		
	Minero		
	Industrial	56,113	

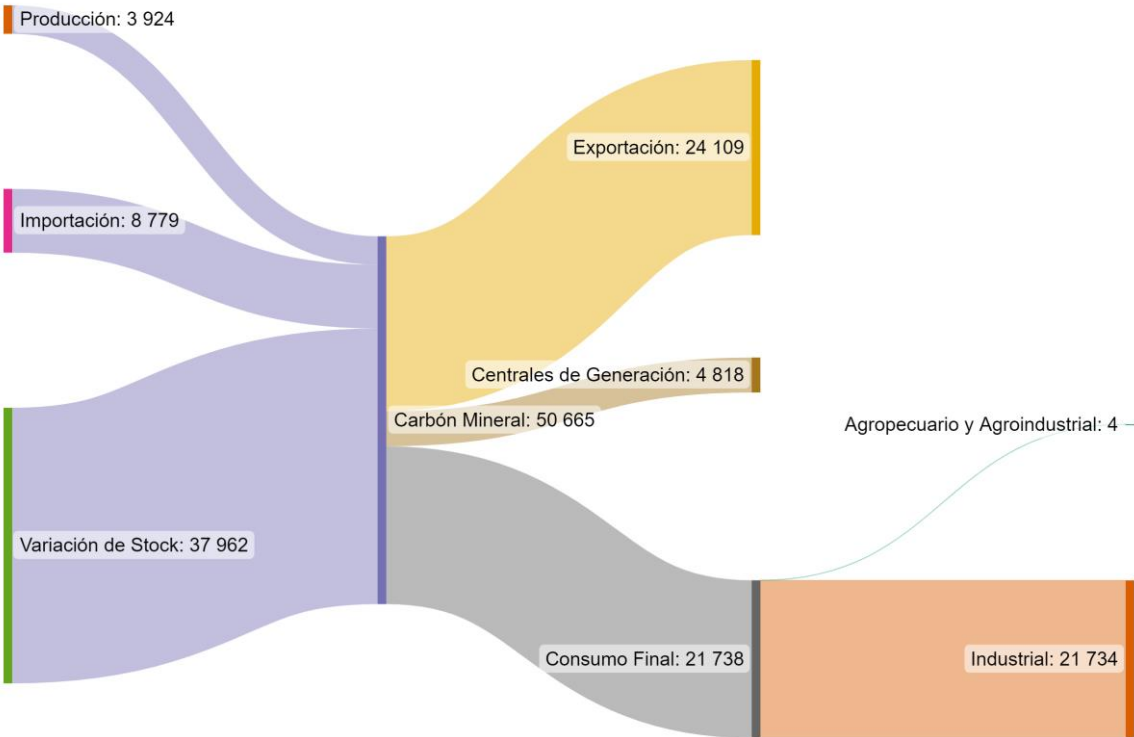
Elaboración: DGEE-MINEM

Tabla 83: BALANCE DE COQUE: 2021
(UNIDAD: TJ)

BALANCE		ENERGÍA SECUNDARIA		
		Coque	Gas Industrial	Total E.S
OFERTA	1. Producción			
	2. Importación	1 948,0		1 948,0
	3. Variación de Inventarios	(445,5)		(445,5)
	4. OFERTA TOTAL	1 502,6		1 502,6
	5. Exportación			
	6. No Aprovechada			
	7. Transferencias			
	7. OFERTA INTERNA BRUTA	1 502,6		1 502,6
TRANSFORMACIÓN	8. Total Transformación			
	Coquerías y Altos Hornos			
	Carboneras			
	Refinerías			
	Plantas de Gas			
	Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)			
	Centrales Eléc. (Uso Propio)			
	9. Consumo Propio Sector Energía			
	10. Pérdidas (transp., distr. y almac.)			
	11. Ajustes			
	12. CONSUMO FINAL TOTAL	1 502,6		1 502,6
CONSUMO FINAL	12.1 Consumo Final No Energético			
	12.2 Consumo Final Energético	1 502,6		1 502,6
	Residencial			
	Comercial			
	Público			
	Transportes			
	Agropecuaria			
	Pesquería			
	Minero			
	Industrial	1 502,6		1 502,6

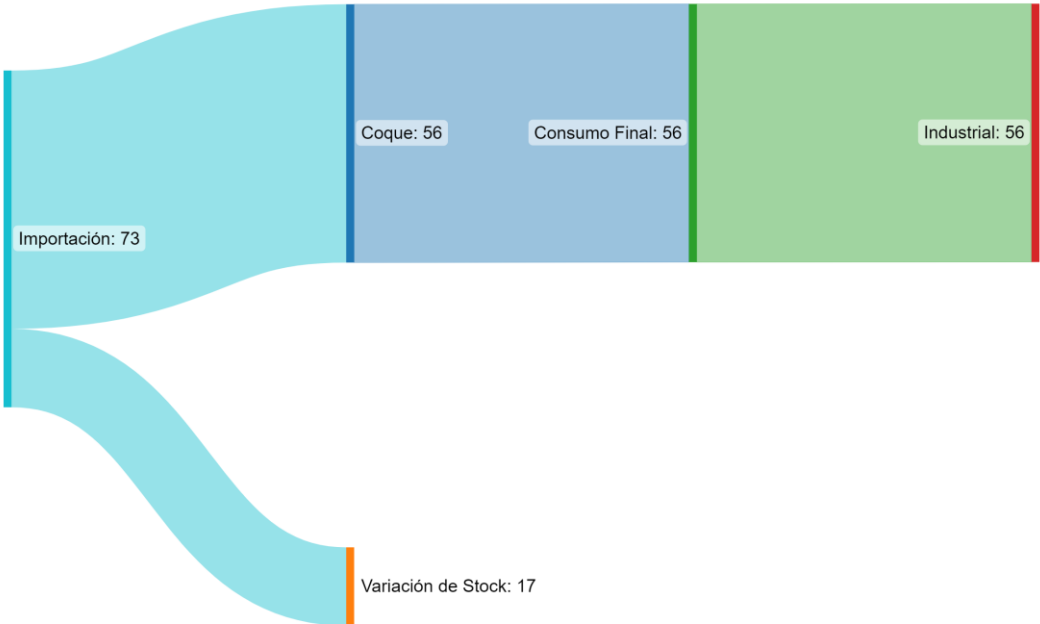
Elaboración: DGEE-MINEM

Ilustración 176: BALANCE DE CARBON
(UNIDAD: TJ)



Elaboración: DGEE-MINEM

Ilustración 177: BALANCE DE COQUE
(UNIDAD: TJ)



Elaboración: DGEE-MINEM

10.6 BALANCE NACIONAL DE GAS INDUSTRIAL

El gas industrial es una fuente de energía secundaria que agrupa los gases combustibles remanentes de la destilación del coque y altos hornos.

10.6.1 Producción nacional de Gas Industrial

Para la producción de gas industrial se revisa esencialmente los gases de alto horno de las empresas Siderperú y Doe Run Perú, que para el año 2021, no han reportado información sobre dicha fuente energética.

En caso de Siderperú, la empresa tomó la decisión de apagar su Alto Horno a finales del año 2008, debido al contexto económico y a la necesidad de implementar mejoras tecnológicas en los equipos de producción. Actualmente utiliza Horno eléctrico.

Respecto a Doe Run Perú, las operaciones del Complejo Metalúrgico La Oroya se encuentran paralizadas desde junio de 2009, realizándose temporalmente solo trabajos de mantenimiento. Por lo tanto, durante el año 2020 no se ha registrado producción de gas industrial.

10.6.2 Consumo total de Gas Industrial

En el año 2021, no se ha reportado producción o consumo de gas industrial por parte de las empresas Siderperú o Doe Run Perú.

Cabe señalar, que en Siderperú, el gas industrial obtenido de su alto horno se aprovechaba parcialmente en hornos de calentamiento de laminados planos, hornos de cal y generadores de vapor. De forma similar, el gas industrial producido en los altos hornos de Doe Run eran utilizados como fuente de calor en su proceso productivo.

XI

ANEXOS



XI. ANEXOS

11.1 CONSUMO FINAL GLOBAL Y CONSUMOS SECTORIALES

**Tabla 84: CONSUMO FINAL DE ENERGÉTICOS
(UNIDAD: TJ)**

INDICADORES	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ENERGÍA PRIMARIA																						
Carbón Mineral	15 948,4	13 775,4	17 745,7	19 698,4	19 972,7	22 043,0	15 336,5	24 630,4	20 999,2	22 949,4	22 896,3	23 900,6	24 021,6	22 959,1	26 519,1	29 206,4	23 285,6	19 898,5	21 279,8	22 039,2	14 258,9	21 737,8
Litio	108 200,5	109 706,5	107 780,9	107 503,8	127 320,8	120 907,8	115 843,7	116 883,6	105 647,7	118 263,9	111 426,4	103 830,9	106 079,8	100 142,6	97 024,9	95 718,4	94 073,5	90 976,8	92 228,2	93 698,0	96 759,7	106 843,8
Bosta/Yareta	12 922,2	12 422,4	11 668,9	11 093,3	5 464,4	6 107,2	6 135,7	6 345,6	6 483,7	7 457,5	7 077,5	6 646,9	6 830,1	6 406,4	5 941,4	5 752,5	5 519,1	5 689,9	4 637,3	4 373,6	4 654,3	4 405,4
Bogazo	6 169,1	6 388,2	7 280,5	7 666,3	6 021,3	2 475,2	3 992,0	3 748,1	4 507,7	3 993,4	6 245,6	6 143,8	8 713,1	5 426,7	1 362,5	5 174,1	6 574,5	2 708,6	6 173,0	8 931,8	6 422,2	4 397,6
Solar	-	-	-	-	-	-	-	294,2	301,3	214,6	238,8	362,7	286,5	310,6	334,7	1 066,8	1 382,5	1 382,3	1 436,4	1 481,7	1 514,7	1 583,0
No Energéticos	5 143,4	5 515,8	5 988,9	6 608,7	5 062,4	5 104,2	5 362,6	5 874,8	7 740,6	7 113,2	2 266,7	2 132,0	2 325,5	2 279,7	2 724,6	3 939,2	2 090,4	2 592,6	2 404,7	2 916,0	2 578,8	2 330,7
Total E. Primaria	148 383,6	147 808,3	150 465,0	152 570,5	163 841,7	156 637,4	146 670,4	157 776,7	145 680,2	159 991,9	150 151,3	142 916,9	148 256,8	137 525,2	133 907,1	140 857,4	132 925,7	123 248,7	128 159,4	133 440,3	126 188,6	141 298,4
ENERGÍA SECUNDARIA																						
Bunkar																		48 755,6	50 235,4	48 777,7	20 844,4	24 382,7
Coke	1 042,2	1 205,1	1 220,3	1 140,4	992,3	1 262,6	1 257,6	1 263,4	1 355,3	201,3	2,0	1,9	21,2	1 017,7	2 468,8	1 119,0	2 478,3	2 110,8	2 098,0	1 566,2	1 685,0	1 502,6
Carbón Vegetal	6 333,8	6 131,5	5 788,1	5 625,9	3 829,6	4 386,7	4 682,3	5 537,1	5 545,6	6 458,9	6 501,2	6 351,4	5 939,4	6 173,4	5 966,6	5 522,6	5 378,5	4 955,6	4 795,4	4 782,5	5 190,8	5 587,0
Gas Lic. de Pet.	19 714,2	20 457,2	23 294,5	25 455,6	26 600,7	31 044,2	34 240,9	38 368,7	43 622,1	47 397,5	52 698,9	58 787,2	64 405,2	71 385,7	72 510,6	75 002,0	79 351,8	82 800,1	88 503,1	92 047,3	81 654,0	90 809,6
Gasolina Motor/Gasohol ¹	48 051,1	43 982,1	43 971,0	41 404,6	41 289,4	40 515,2	39 522,4	39 264,6	44 169,0	51 988,1	56 845,4	58 550,7	60 621,6	64 242,2	67 464,3	74 680,9	83 681,2	87 115,0	91 214,9	96 926,1	75 286,6	99 741,6
Kerosene/Turbo ²	42 998,9	46 101,1	44 496,3	30 055,2	20 098,0	13 206,9	12 838,5	9 784,7	9 379,0	26 056,0	27 960,7	29 759,7	30 915,5	33 750,1	37 208,4	39 187,2	43 448,5	15 351,2	16 140,6	16 240,1	6 269,4	8 580,0
Diésel Oil/D62/D65 ³	107 071,3	96 590,7	94 584,0	105 289,8	128 548,3	121 228,1	127 902,7	129 707,4	156 542,0	154 495,6	185 683,3	190 234,7	197 309,3	208 975,2	204 762,5	219 296,1	227 523,5	223 982,0	230 325,7	238 832,1	202 664,3	259 144,8
Pet. Industrial	64 506,1	57 275,9	55 901,8	49 783,5	59 949,7	52 820,7	33 687,2	35 972,9	19 510,8	19 633,2	13 740,8	22 394,2	15 758,6	17 093,7	9 416,4	9 264,2	9 686,9	3 729,2	2 908,3	2 942,1	3 980,2	10 069,2
Gas Natural	37,1	4,8	262,0	988,5	2 249,9	6 799,5	15 601,8	26 010,1	35 625,3	28 375,6	46 938,6	65 040,5	61 920,7	70 004,7	76 132,5	79 987,3	81 455,0	87 256,3	96 261,6	101 605,9	75 625,0	97 668,3
No Energéticos	5 120,5	5 833,0	7 189,4	6 890,9	8 844,0	8 885,8	14 025,3	9 238,7	16 699,9	49 101,2	35 585,2	33 195,4	29 464,0	16 040,4	13 668,0	12 758,1	11 228,7	12 330,9	12 121,0	11 755,7	4 973,8	7 371,0
Gas Industrial	1 022,7	1 011,7	1 257,0	1 113,0	1 237,4	1 493,7	1 677,7	1 566,3	1 713,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Electricidad	62 357,3	65 678,1	69 574,2	72 706,2	77 566,5	81 820,9	87 773,5	96 824,0	105 247,3	106 852,0	113 692,4	126 390,4	130 498,6	137 734,2	142 917,3	151 523,0	164 279,2	167 170,7	173 766,6	179 304,6	164 249,8	179 133,9
Total E. Secundaria	358 255,2	344 271,4	347 538,6	340 453,6	371 205,9	363 464,3	373 209,8	393 537,9	439 420,3	500 559,4	539 668,5	591 246,0	596 853,9	626 417,3	632 515,4	668 340,2	708 511,6	735 557,4	768 370,5	794 780,5	642 423,4	784 190,7
TOTAL ENERGÍA	506 638,8	492 079,7	498 003,6	493 024,1	535 047,6	520 101,7	519 880,3	551 314,6	585 100,5	660 551,4	689 819,8	734 162,9	745 110,7	763 942,5	766 422,5	809 197,6	841 437,2	858 806,2	896 529,9	928 220,8	768 611,9	925 489,1
TASA DE CRECIMIENTO	-0,7%	-2,9%	1,2%	-1,0%	8,5%	-2,8%	0,0%	6,0%	6,1%	12,9%	4,4%	6,4%	1,5%	2,5%	0,3%	5,6%	4,0%	2,1%	4,4%	3,5%	-10,5%	3,2%
PBI																						
(Millones de \$., de 2007)	222 207	223 580	235 773	245 593	257 770	273 971	294 598	319 693	348 870	352 693	382 081	406 256	431 199	456 435	467 280	482 473	501 537	514 217	534 695	546 161	485 490	551 714
TASA DE CRECIMIENTO	2,69%	0,62%	5,45%	4,17%	4,96%	6,29%	7,53%	8,52%	9,13%	1,10%	8,3%	6,3%	6,1%	5,9%	2,4%	3,3%	4,0%	2,5%	4,0%	2,1%	-11,1%	13,6%
POBLACIÓN																						
Millones Habitantes	26	26,3	26,7	27,1	27,4	27,8	28,1	28,5	28,8	29,1	29,5	29,8	30,1	30,5	30,8	31,2	31,5	31,8	32,2	32,5	32,6	33,3
TASA DE CRECIMIENTO	1,7%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	0,4%	2,0%
ELASTICIDADES																						
CONS. ENERGÍA/PBI	-0,27	-4,65	0,22	-0,24	1,72	-0,44	-0,01	0,71	0,67	11,77	0,53	1,02	0,24	0,43	0,14	1,72	1,01	0,82	1,10	1,65	0,95	0,24
CONS. ENERGÍA/POB	-0,43	-2,16	0,89	-0,73	6,15	-1,99	-0,04	5,22	5,21	10,81	3,91	5,64	1,31	2,24	0,29	5,10	3,68	1,93	4,16	3,41	-26,16	1,63

1 El D.S. Nº 021-2007-EM establece el uso obligatorio de gasohol a partir del 01 de Enero del 2010.

2 El D.S. Nº 025-2010-EM establece la ampliación del plazo de comercialización de kerosene hasta el 2010. Siendo eliminado totalmente durante el año 2011.

3 El D.S. Nº 021-2007-EM y sus modificaciones establece la comercialización del diésel B2 a partir del 2009, y desde el 1 de enero de 2011 de diésel B5 es obligatoria en todo el país.

**Tabla 85: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR RESIDENCIAL
(UNIDAD: TJ)**

INDICADORES	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ENERGÍA PRIMARIA																						
Carbón Mineral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lefia	91 138,6	92 800,0	90 986,1	90 806,8	110 715,4	104 394,3	99 410,3	100 443,2	89 169,4	101 943,6	95 106,7	87 402,3	89 518,6	83 538,2	80 424,3	79 173,3	77 595,4	74 615,1	76 515,0	78 069,2	83 128,1	94 422,2
Bosta/Vareta	12 922,2	12 422,4	11 668,9	11 093,3	5 464,4	6 107,2	6 135,7	6 345,6	6 483,7	7 457,5	7 077,5	6 646,9	6 830,1	6 406,4	5 941,4	5 752,5	5 519,1	5 689,9	4 637,3	4 373,6	4 654,3	4 405,4
Solar	-	-	-	-	-	-	-	159,0	164,0	116,1	129,7	142,8	80,3	87,9	95,6	650,0	819,2	837,3	870,1	897,5	917,5	958,9
Total E. Primaria	104 060,8	105 222,3	102 655,0	101 900,1	116 179,9	110 501,6	105 546,0	106 947,8	95 817,1	109 517,2	102 313,9	94 192,0	96 429,0	90 032,5	86 461,3	85 575,8	83 933,7	81 142,3	82 022,4	83 340,3	88 699,9	99 786,5
ENERGÍA SECUNDARIA																						
Carbón Vegetal	3 521,5	3 400,3	3 199,8	3 089,2	1 387,8	2 053,5	2 415,8	3 335,8	3 409,9	4 277,6	4 351,4	4 206,9	3 743,5	3 988,8	3 757,7	3 331,6	3 227,3	2 813,7	2 693,5	2 668,1	3 318,9	3 529,6
Gas Lic. de Pet.	15 169,2	15 795,0	17 377,0	18 913,8	19 008,0	20 987,7	22 086,7	23 828,4	25 218,5	26 878,4	27 894,9	29 464,2	31 594,0	33 017,0	33 691,4	34 983,3	36 498,1	37 959,1	39 508,4	38 035,8	38 575,7	38 174,1
Gasolina Motor/Gasohol ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kerosene ²	25 326,6	27 657,3	32 288,2	21 671,3	12 747,4	8 297,3	3 285,3	2 244,4	1 677,5	1 356,2	577,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel ON(DO) (DBS) ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petróleo Industrial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural	37,1	4,8	3,7	3,7	3,8	6,8	33,3	66,9	102,3	146,7	251,8	423,6	720,6	1 055,2	1 772,5	2 491,9	3 197,1	3 931,0	5 014,2	6 516,5	8 265,8	8 811,9
Electricidad	17 592,8	18 113,2	18 746,4	19 129,1	19 915,9	20 489,3	21 423,2	23 018,1	24 815,1	26 211,5	27 376,7	30 418,3	31 407,0	31 522,3	32 107,6	33 129,5	33 845,7	34 731,0	35 775,9	36 894,1	36 975,8	38 102,1
Total E. Secundaria	61 647,3	64 970,6	71 615,1	62 807,1	53 062,9	51 834,5	49 244,2	52 493,6	55 223,4	58 870,4	60 452,8	64 513,0	67 465,1	69 583,2	71 329,3	73 936,3	76 768,1	79 434,8	82 992,1	84 114,6	87 136,2	88 617,6
TOTAL ENERGÍA	165 708,1	170 193,0	174 270,1	164 707,2	169 242,8	162 336,1	154 790,2	159 441,4	151 040,5	168 387,6	162 766,7	158 705,0	163 894,1	159 615,7	157 790,5	159 512,1	160 701,8	160 577,1	165 014,5	167 454,9	175 836,1	188 404,1
TASA DE CRECIMIENTO	-	2,7%	2,4%	-5,5%	2,8%	-4,1%	-4,6%	3,0%	11,5%	-3,3%	-2,5%	3,3%	-2,6%	-1,1%	1,1%	0,7%	-0,1%	2,8%	-2,4%	5,0%	7,1%	
PBI																						
(Millones de \$, de 2007)	222 207	223 580	235 773	245 593	257 770	273 971	294 598	319 693	348 870	352 693	382 081	406 256	431 199	456 435	467 280	482 473	501 537	514 217	534 695	546 161	485 490	551 714
TASA DE CRECIMIENTO	-	2,7%	0,6%	5,5%	4,2%	5,0%	6,3%	7,5%	8,5%	9,1%	1,1%	8,3%	6,3%	6,1%	5,9%	2,4%	3,3%	4,0%	2,5%	4,0%	-11,1%	13,6%
POBLACION																						
Millones de Habitantes	26,0	26,3	26,7	27,1	27,4	27,8	28,1	28,5	28,8	29,1	29,5	29,8	30,1	30,5	30,8	31,2	31,5	31,8	32,2	32,5	32,6	33,3
TASA DE CRECIMIENTO	-	1,7%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	0,4%	2,0%
ELASTICIDADES																						
CONS. ENERGÍA/PBI	1,12	4,38	0,44	-1,32	0,56	-0,65	-0,62	0,35	-0,58	10,48	-0,40	-0,39	0,53	-0,45	-0,48	0,34	0,19	-0,03	0,69	-1,14	-0,45	0,52
CONS. ENERGÍA/POB	1,77	2,03	1,77	-4,01	1,99	-2,91	-4,07	2,59	-4,48	9,63	-2,95	-2,19	2,88	-2,32	-1,03	1,00	0,69	-0,07	2,61	-2,36	12,47	3,61

1 El D.S. N° 021-2007-EM establece el uso obligatorio de gasohol a partir del 01 de Enero del 2010.

2 El D.S. N° 025-2010-EM establece la ampliación del plazo de comercialización de kerosene hasta el 2010. Siendo eliminado totalmente durante el año 2011.

3 El D.S. N° 021-2007-EM y sus modificaciones establece la comercialización del diésel B2 a partir del 2009, y desde el 1 de enero de 2011 de diésel B5 es obligatoria en todo el país.

Tabla 86: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR COMERCIAL
(UNIDAD: TJ)

INDICADORES	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ENERGÍA PRIMARIA																						
Carbón Mineral	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-	-	8,1	8,7	7,8	6,6	6,6	3,8	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Leña	1 517,6	1 514,7	1 561,6	1 636,2	1 712,2	1 804,4	1 899,9	2 072,9	2 286,7	2 300,7	2 470,1	2 743,9	3 040,9	3 247,2	3 415,7	3 528,1	3 627,7	3 674,8	3 822,8	3 956,9	3 643,9	4 180,0
Bosta/Yareta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar	-	-	-	-	-	-	-	132,2	132,2	93,3	104,6	115,1	201,7	217,6	233,6	406,2	556,8	533,4	554,3	571,8	584,5	610,9
Total E. Primaria	1 517,7	1 514,7	1 561,7	1 636,3	1 712,2	1 804,4	1 899,9	2 205,1	2 418,8	2 394,0	2 582,8	2 867,7	3 250,4	3 471,4	3 655,8	3 938,1	4 184,9	4 208,6	4 377,5	4 529,1	4 228,8	4 791,3
ENERGÍA SECUNDARIA																						
Carbón Vegetal	375,3	374,5	386,1	404,6	423,4	446,2	469,8	512,6	565,4	568,9	610,8	678,5	751,9	802,9	844,6	872,4	897,0	908,7	945,3	978,4	901,0	1 122,4
Gas Lic. de Pet.	1 621,9	1 521,7	1 642,4	1 669,1	1 661,1	1 860,1	1 995,6	2 121,1	2 257,0	2 397,3	2 668,4	2 844,2	2 994,6	3 308,6	3 187,7	3 283,4	3 396,2	3 593,2	3 756,6	3 645,4	3 835,1	3 876,1
Gasolina Motor/Gasohol ¹	243,7	213,2	190,0	137,0	114,8	84,5	62,2	48,7	44,1	53,3	38,5	20,9	10,7	11,0	12,4	16,6	21,7	9,6	8,4	34,0	12,5	71,3
Kerosene ²	1 141,4	1 246,5	1 455,2	976,7	574,5	373,9	148,1	101,2	75,6	61,1	26,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel Oil/DB2/DB5 ³	2 486,9	2 198,0	2 101,2	2 319,5	2 835,5	2 585,4	2 735,0	2 641,5	3 033,4	2 944,4	3 305,7	3 278,0	3 282,6	3 332,7	3 255,5	3 304,6	3 321,0	3 287,2	3 349,6	3 447,7	3 465,789	4 117,4
Petróleo Industrial	280,6	250,6	235,6	198,7	231,6	194,6	108,4	101,4	46,6	39,7	22,2	22,6	6,1	2,0	1,0	0,9	0,5	0,6	0,5	0,6	0,939	0,6
Gas Natural	-	-	-	-	0,6	4,9	68,7	169,2	123,1	197,5	266,8	342,3	432,1	529,9	621,8	780,8	900,4	8 308,9	8 669,9	8 573,5	5 701,3	7 975,5
Electricidad	5 484,7	6 359,4	7 353,8	8 329,8	9 574,7	10 825,7	12 391,9	14 528,5	15 957,7	17 069,9	17 850,9	19 609,4	20 247,2	21 857,4	21 679,9	23 302,5	23 811,8	23 797,0	24 543,2	25 539,5	22 706,1	24 258,6
Total E. Secundaria	11 634,6	12 164,0	13 364,2	14 035,4	15 416,2	16 375,4	17 979,6	20 224,2	22 102,9	23 332,3	24 789,3	26 795,8	27 725,3	29 844,5	29 602,9	31 561,3	32 348,7	39 905,2	41 273,5	42 219,0	36 622,8	41 421,9
TOTAL ENERGÍA	13 152,2	13 678,8	14 925,9	15 671,7	17 128,4	18 179,8	19 879,5	22 429,3	24 521,7	25 726,2	27 372,1	29 663,5	30 975,7	33 315,9	33 258,7	35 499,3	36 533,6	44 113,8	45 651,0	46 748,1	40 851,6	46 213,2
TASA DE CRECIMIENTO	6,9%	4,0%	9,1%	5,0%	9,3%	6,1%	9,3%	12,8%	9,3%	4,9%	6,4%	8,4%	4,4%	7,6%	-0,2%	6,7%	2,9%	20,7%	3,5%	2,4%	-12,6%	13,1%
PBI																						
(Millones de S/. de 2007)	222 207	223 580	235 773	245 593	257 770	273 971	294 598	319 693	348 870	352 693	382 081	406 256	431 199	456 435	467 280	482 473	501 537	514 217	534 695	546 161	485 490	551 714
TASA DE CRECIMIENTO	2,69%	0,62%	5,45%	4,17%	4,96%	6,29%	7,53%	8,52%	9,13%	1,10%	8,3%	6,3%	6,1%	5,9%	2,4%	3,3%	4,0%	2,5%	4,0%	2,1%	-11,1%	13,6%
POBLACIÓN																						
Millones de Habitantes	26,0	26,3	26,7	27,1	27,4	27,8	28,1	28,5	28,8	29,1	29,5	29,8	30,1	30,5	30,8	31,2	31,5	31,8	32,2	32,5	32,6	33,3
TASA DE CRECIMIENTO	1,7%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	0,4%	2,0%
ELASTICIDADES																						
CONS.ENERGÍA/PBI	2,57	6,48	1,67	1,20	1,87	0,98	1,24	1,51	1,02	4,48	0,77	1,32	0,72	1,29	-0,07	2,07	0,74	8,21	0,88	1,12	1,14	0,96
CONS.ENERGÍA/POB	4,08	3,01	6,75	3,65	6,70	4,37	8,19	11,07	7,93	4,12	5,65	7,35	3,90	6,71	-0,15	6,15	2,69	19,42	3,29	2,32	-31,42	6,63

1 El D.S. Nº 021-2007-EM establece el uso obligatorio de gasohol a partir del 01 de Enero del 2010.

2 El D.S. Nº 025-2010-EM establece la ampliación del plazo de comercialización de kerosene hasta el 2010. Siendo eliminado totalmente durante el año 2011.

3 El D.S. Nº 021-2007-EM y sus modificaciones establece la comercialización del diésel B2 a partir del 2009, y desde el 1 de enero de 2011 de diesel B5 es obligatoria en todo el país.

**Tabla 87: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR PÚBLICO
(UNIDAD: TJ)**

INDICADORES	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ENERGÍA PRIMARIA																						
Solar	-	-	-	-	-	-	-	2,3	4,3	4,3	3,4	3,8	2,2	2,5	2,8	5,4	-	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0
Leña	219,9	227,9	236,2	223,1	218,9	199,5	185,2	182,0	169,8	147,2	136,9	131,6	122,4	118,0	111,8	107,7	103,1	99,3	94,8	90,0	82,9	79,5
Total E. Primaria	219,9	227,9	236,2	223,1	218,9	199,5	185,2	184,3	174,2	151,5	140,4	135,3	124,6	120,5	114,5	113,1	103,1	101,1	96,6	91,8	84,8	81,5
ENERGÍA SECUNDARIA																						
Carbon vegetal	1,4	1,5	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,6
Gas Lic. de Pet.	33,5	31,0	31,7	31,9	31,0	34,9	36,3	37,3	39,3	43,1	45,5	47,2	49,8	51,8	53,0	54,5	56,2	59,3	61,7	60,2	67,8	65,2
Gasolina Motor/Gasohol ¹	5 376,3	5 219,7	4 774,4	4 821,8	4 689,2	5 681,5	5 493,2	5 195,1	5 276,5	6 453,6	6 602,8	6 486,5	7 237,5	8 261,9	8 229,3	9 237,3	7 354,1	14,2	13,7	0,7	0,2	0,1
Kero/Turbo ²	2 436,5	2 338,3	2 135,9	2 051,3	1 901,9	2 207,8	2 050,7	1 878,9	1 846,4	2 180,1	2 146,9	2 025,2	2 166,1	2 361,3	2 352,0	2 640,1	2 101,9	862,7	821,7	109,9	85,8	47,8
Diesel ON(DIE)/OBS ³	3 592,2	3 476,8	3 276,7	2 917,3	2 799,2	2 948,8	2 796,0	2 630,7	2 649,1	3 206,7	3 272,9	3 209,4	3 574,5	4 073,6	4 057,4	4 554,4	3 625,9	2 749,5	3 509,5	3 922,9	3 780,6	4 070,9
Pet. Industrial	136,6	126,5	109,9	105,0	96,0	108,8	97,5	84,6	78,0	85,3	76,6	64,3	59,0	52,2	52,0	58,3	46,5	-	-	-	-	-
Electricidad	1 807,5	2 023,7	2 270,9	2 506,0	2 815,3	3 119,2	3 506,6	4 045,1	4 446,3	4 953,1	5 216,8	5 867,2	6 057,9	5 998,5	6 446,0	6 937,3	7 441,3	7 388,5	7 462,1	7 735,0	6 449,6	6 586,4
Gas natural	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0	207,0	209,9	206,9	146,9	170,6
Total E. Secundaria	13 384,0	13 217,6	12 601,0	12 434,8	12 334,1	14 102,2	13 979,5	13 873,0	14 336,9	16 923,1	17 382,5	17 701,0	19 146,0	20 800,6	21 191,2	23 483,5	20 627,6	11 281,8	12 079,2	12 036,2	10 531,5	10 941,5
TOTAL ENERGÍA	13 603,9	13 445,5	12 837,2	12 657,9	12 553,0	14 301,8	14 164,7	14 057,3	14 511,1	17 074,6	17 502,9	17 836,4	19 270,6	20 921,1	21 305,8	23 596,6	20 730,7	11 382,9	12 175,9	12 128,0	10 616,3	11 023,0
TASA DE CRECIMIENTO	-10,1%	-1,2%	-4,5%	-1,4%	-0,8%	13,9%	-1,0%	-0,8%	3,2%	17,7%	2,5%	1,9%	8,0%	8,6%	1,8%	10,8%	-12,1%	-45,1%	7,0%	-0,4%	-12,5%	3,8%
PBI																						
(Millones de \$/, de 2007)	222 207	223 580	235 773	245 593	257 770	273 971	294 598	319 693	348 870	352 693	382 081	406 256	431 199	456 435	467 280	482 473	501 537	514 217	534 695	546 161	485 490	551 714
TASA DE CRECIMIENTO	2,7%	0,6%	5,5%	4,2%	5,0%	6,3%	7,5%	8,5%	9,1%	1,1%	8,3%	6,3%	6,1%	5,9%	2,4%	3,3%	4,0%	2,5%	4,0%	2,1%	-11,1%	13,6%
POBLACIÓN																						
Miles de Habitantes	26,0	26,3	26,7	27,1	27,4	27,8	28,1	28,5	28,8	29,1	29,5	29,8	30,1	30,5	30,8	31,2	31,5	31,8	32,2	32,5	32,6	33,3
TASA DE CRECIMIENTO	1,7%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	0,4%	2,0%
ELASTICIDADES																						
CONS.ENERGÍA/PBI	-3,76	-1,88	-0,83	-0,34	-0,17	2,22	-0,13	-0,09	0,35	16,12	0,30	0,30	1,31	1,46	0,77	3,31	-3,07	-17,84	1,75	-0,18	1,12	0,28
CONS.ENERGÍA/POB	-5,98	-0,87	-3,35	-1,02	-0,60	9,92	-0,84	-0,65	2,75	14,81	2,21	1,67	7,09	7,61	1,65	9,82	-11,23	-42,21	6,58	-0,38	-31,05	1,94

1 El D.S. Nº 021-2007-EM y sus modificaciones establece la comercialización del diésel B2 a partir del 2009, y desde el 1 de enero de 2011 de diésel B5 es obligatoria en todo el país.

El D.S. Nº 025-2010-EM establece la ampliación del plazo de comercialización de kerosene hasta el 2010. Siendo eliminado totalmente durante el año 2011.

El D.S. Nº 021-2007-EM y sus modificaciones establece la comercialización del diésel B2 a partir del 2009, y desde el 1 de enero de 2011 de diésel B5 es obligatoria en todo el país.

**Tabla 88: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR AGROPECUARIO
(UNIDAD: TJ)**

INDICADORES	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ENERGÍA PRIMARIA																						
Lefia	166,3	160,8	150,3	145,5	137,7	128,8	122,6	115,2	107,1	110,0	105,0	100,0	96,5	94,3	93,1	91,9	90,8	89,6	82,9	79,8	76,0	73,1
Biogás	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solár	-	-	-	-	-	-	-	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	2,4	2,6	2,8	5,2	6,5	6,8	7,1	7,3	7,5	7,8
Carbón Mineral	11,2	7,6	5,7	5,7	5,7	3,5	3,8	3,8	-	-	76,4	81,9	73,5	61,4	61,4	35,3	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
Total E. Primaria	177,5	168,4	156,0	151,2	143,4	132,3	126,4	119,7	107,9	110,9	182,4	183,1	174,4	158,3	157,3	132,5	101,0	100,2	93,7	90,9	87,2	84,7
ENERGÍA SECUNDARIA																						
Carbón Vegetal	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Gas Licuado de Petróleo	5,2	5,1	6,9	7,6	7,6	10,0	13,9	13,6	19,0	24,6	32,1	39,5	50,8	57,4	58,8	65,5	73,2	82,0	105,9	115,2	137,4	139,2
Gasolina Motor/Gasohol ¹	474,7	432,8	416,8	382,4	394,6	368,8	321,3	328,8	354,6	415,7	407,0	278,2	76,2	80,0	84,8	88,0	103,0	62,0	40,1	188,1	68,7	1 632,8
Kerosene ²	3,4	3,7	4,4	2,9	1,7	1,1	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diésel GHD2/D65 ³	1 377,6	1 215,3	1 165,6	1 279,1	1 540,9	1 404,6	1 490,3	1 416,6	1 630,0	1 571,6	1 745,8	1 721,4	1 721,8	1 722,6	1 679,1	1 705,9	1 715,5	1 696,7	1 761,5	1 821,0	1 892,4	2 192,7
Petróleo Industrial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural	-	-	-	-	2,2	9,4	21,9	34,5	42,9	40,6	69,9	65,5	68,1	70,7	70,7	134,3	66,1	67,4	67,4	14,3	17,3	17,3
Electricidad	1 266,1	1 282,3	1 304,2	1 306,3	1 333,2	1 342,5	1 371,8	1 437,8	1 671,0	1 673,8	1 994,5	2 597,8	2 682,2	3 558,1	3 087,7	3 323,8	3 586,6	3 804,0	4 321,0	4 556,0	4 833,5	4 970,1
Total E. Secundaria	3 127,3	2 939,5	2 898,2	2 978,5	3 280,5	3 136,7	3 222,0	3 231,9	3 717,9	3 926,8	4 228,0	4 707,0	4 950,4	5 483,7	4 988,7	5 264,1	5 551,2	5 781,1	6 294,7	6 747,8	6 926,5	8 952,2
TOTAL ENERGÍA	3 304,8	3 107,9	3 054,1	3 129,7	3 423,9	3 268,9	3 348,4	3 351,6	3 825,8	4 037,7	4 410,4	4 890,1	4 764,8	5 642,1	5 146,1	5 396,6	5 652,2	5 881,3	6 388,5	6 838,6	7 013,7	9 036,9
TASA DE CRECIMIENTO	-3%	-6%	-2%	2%	9%	-5%	2%	0%	14%	6%	9%	11%	-3%	18%	-9%	5%	5%	4%	9%	7%	3%	29%
PBI																						
(Millones de \$, de 2007)	222 207	223 580	235 773	245 593	257 770	272 971	294 598	319 693	348 870	352 693	382 081	406 256	431 199	456 435	467 280	482 473	501 537	514 217	534 695	546 161	485 490	551 714
TASA DE CRECIMIENTO	2,7%	0,6%	5,5%	4,2%	5,0%	6,3%	7,5%	8,5%	9,1%	1,1%	8,3%	6,3%	6,1%	5,9%	2,4%	3,3%	4,0%	2,5%	4,0%	2,1%	-11,1%	13,6%
POBLACIÓN																						
Miles de Habitantes	26,0	26,3	26,7	27,1	27,4	27,8	28,1	28,5	28,8	29,1	29,5	29,8	30,1	30,5	30,8	31,2	31,5	31,8	32,2	32,5	32,6	33,3
TASA DE CRECIMIENTO	1,7%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	0,4%	2,0%
ELASTICIDADES																						
CONS. ENERGÍA/PBI	-1,08	-0,64	-0,32	0,09	1,90	-0,72	0,32	0,01	1,32	5,05	1,11	1,72	-0,42	3,15	-3,70	1,30	1,20	1,60	2,17	3,29	-6,23	2,11
CONS. ENERGÍA/POBL.	-3,71	-4,47	-1,28	1,81	6,78	-3,22	2,13	0,08	12,03	4,64	8,15	9,54	-2,26	16,32	-7,90	4,45	4,38	3,78	8,16	6,80	6,38	14,58

1 El D.S. Nº 021-2007-EM establece el uso obligatorio de gasohol a partir del 01 de Enero del 2010.

2 El D.S. Nº 025-2010-EM establece la ampliación del plazo de comercialización de kerosene hasta el 2010. Siendo eliminado totalmente durante el año 2011.

3 El D.S. Nº 021-2007-EM y sus modificaciones establece la comercialización del diésel B2 a partir del 2009, y desde el 1 de enero de 2011 de diésel B5 es obligatoria en todo el país.

**Tabla 89: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR PESQUERO
(UNIDAD: TJ)**

INDICADORES	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ENERGÍA PRIMARIA																						
Carbón Mineral	317,0	215,7	162,0	162,0	211,4	211,4	213,5	213,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lufa	45,2	43,7	40,9	39,6	37,5	35,0	33,4	31,3	29,1	29,9	28,6	27,2	26,8	25,6	25,3	25,0	24,7	24,4	14,6	11,4	9,3	9,1
Total E. Primaria	362,3	259,4	202,9	201,6	248,8	246,4	246,9	244,9	29,1	29,9	28,6	27,2	26,8	25,6	25,3	25,0	24,7	24,4	14,6	11,4	9,3	9,1
ENERGÍA SECUNDARIA																						
Carbon Vegetal	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,2
Gas Licuado de Petróleo	8,9	7,1	8,2	7,5	12,1	14,8	16,6	20,0	22,4	22,4	13,9	28,0	14,1	19,8	11,6	15,0	12,8	14,5	22,4	15,2	18,4	17,7
Gasolina Motor/Gasohol ¹	79,2	79,2	114,5	113,0	243,5	303,6	381,7	560,2	836,5	1 167,4	687,8	1 219,0	143,0	181,6	104,2	149,5	156,6	110,0	135,1	407,0	168,9	4 017,8
Kerosene ²	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel B5	2 896,0	3 393,0	3 544,6	4 605,3	3 464,7	3 178,3	3 405,8	3 139,5	3 655,3	4 032,3	6 012,5	2 045,8	2 907,9	2 335,7	2 956,5	2 527,6	2 841,9	2 583,0	1 456,9	1 826,8	1 842,9	1 989,5
Pet. Industrial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	44,8	45,3	42,5	12,0	12,0
Gas Natural	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	60,2	95,2	97,0	154,9	156,5
Electricidad	221,5	268,4	321,5	374,8	441,2	509,1	593,0	705,9	833,8	805,8	814,6	1 038,3	1 061,7	959,8	1 018,1	1 081,9	913,1	1 007,6	1 304,5	1 058,3	926,9	825,0
Total E. Secundaria	3 206,4	3 748,6	3 989,6	5 101,3	4 162,2	4 006,5	4 397,7	4 426,1	5 348,6	6 028,4	7 529,4	4 321,8	4 127,3	3 497,5	4 096,9	3 774,6	3 925,0	3 824,4	3 060,7	3 446,9	3 124,1	7 018,8
TOTAL ENERGÍA	3 568,6	4 008,0	4 192,5	5 302,8	4 411,0	4 252,8	4 644,6	4 671,0	5 377,7	6 058,3	7 557,9	4 349,0	4 154,1	3 523,2	4 116,2	3 799,6	3 949,6	3 844,8	3 075,3	3 458,3	3 133,5	7 027,8
TASA DE CRECIMIENTO	-7%	12%	5%	26%	-17%	-4%	9%	1%	15%	13%	24,8%	-42,5%	-4,5%	-15,2%	16,8%	-7,7%	3,9%	-2,7%	-20,0%	12,5%	-9,4%	124,3%
PBI																						
(Millones de \$/. de 2007)	222 207	223 580	235 773	245 593	257 770	273 971	294 598	319 693	348 870	352 693	382 081	406 256	431 199	456 435	467 280	482 473	501 537	514 217	534 695	546 161	485 490	551 714
TASA DE CRECIMIENTO	2,7%	0,6%	5,5%	4,2%	5,0%	6,3%	7,5%	8,5%	9,1%	1,1%	8,3%	6,3%	6,1%	5,9%	2,4%	3,3%	4,0%	2,5%	4,0%	2,1%	-11,1%	13,6%
POBLACIÓN																						
Millones de Habitantes	26,0	26,3	26,7	27,1	27,4	27,8	28,1	28,5	28,8	29,1	29,5	29,8	30,1	30,5	30,8	31,2	31,5	31,8	32,2	32,5	32,6	33,3
TASA DE CRECIMIENTO	1,7%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	0,4%	2,0%
ELASTICIDADES																						
CONS. ENERGÍA/PBI	-2,64	19,93	0,84	6,36	-3,39	-0,57	1,22	0,07	1,66	11,55	2,97	-6,71	-0,73	-3,60	7,08	-2,37	1,00	-1,05	-5,03	5,81	0,85	9,11
CONS. ENERGÍA/POB	-4,20	9,24	3,41	19,35	-12,13	-2,55	8,07	0,49	12,87	10,61	21,86	-37,26	-3,95	-13,49	15,13	-7,02	3,65	-2,49	-18,89	12,02	-23,40	62,82

1 El D.S. Nº 021-2007-EM establece el uso obligatorio de gasohol a partir del 01 de Enero del 2010.

2 El D.S. Nº 025-2010-EM establece la ampliación del plazo de comercialización de kerosene hasta el 2010. Siendo eliminado totalmente durante el año 2011.

3 El D.S. Nº 021-2007-EM y sus modificaciones establece la comercialización del diésel B2 a partir del 2009, y desde el 1 de enero de 2011 de diésel B5 es obligatoria en todo el país.

**Tabla 90: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR MINERO
(UNIDAD: TJ)**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ENERGÍA PRIMARIA																						
Carbón Mineral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar	5,0	4,8	4,5	4,3	4,1	3,8	3,7	3,4	3,2	3,3	3,1	3,0	2,9	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,6	2,7	2,2
Leña	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total E. Primaria	5,0	4,8	4,5	4,3	4,1	3,8	3,7	3,4	3,2	3,3	3,1	3,0	2,9	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,6	2,7	2,2
ENERGÍA SECUNDARIA																						
Carbón Vegetal	3,1	3,0	2,8	2,7	2,6	2,4	2,3	2,2	2,0	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5	1,3	1,4
Coque	3,1	3,0	2,8	2,7	2,6	2,4	2,3	2,2	2,0	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5	1,3	1,4
Gas Lic. de Pet.	187,9	227,1	314,8	345,4	395,0	565,5	598,9	404,6	478,2	798,7	1 036,8	1 131,5	1 137,7	1 503,8	1 232,0	1 512,7	2 266,5	2 639,9	2 596,6	2 435,3	1 728,2	1 849,1
Gas Natural	-	-	-	-	207,8	869,9	2 023,6	3 195,0	3 965,5	3 755,2	4 425,9	6 461,2	5 472,6	6 054,9	6 297,0	6 533,3	6 540,3	2 427,4	1 901,6	1 936,3	1 702,8	2 326,9
Gasolina Motor (Gasohol)	34,9	24,7	20,3	15,9	13,4	9,2	8,4	7,5	7,7	9,4	320,4	722,4	1 283,3	1 451,1	1 452,6	2 137,2	3 331,0	1 285,2	1 110,2	4 067,7	1 249,3	1 250,7
Kerosene ²	914,2	998,3	1 165,5	782,2	460,1	299,5	118,6	81,0	60,6	49,0	20,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel B5 ³	6 960,9	6 582,9	6 630,1	7 369,2	9 215,9	8 803,6	9 165,7	8 842,5	10 491,7	10 278,7	11 284,0	10 912,2	10 783,3	11 170,6	10 594,5	11 827,6	13 289,1	13 322,2	13 184,1	13 329,6	12 604,6	14 923,1
Pet. Industrial	4 157,0	3 262,6	2 916,4	2 502,3	2 888,0	2 284,0	1 439,3	1 501,6	721,5	650,2	420,3	501,4	172,6	107,8	61,4	46,3	23,2	25,3	20,5	27,1	46,4	35,9
Gas Industrial	11 080,6	12 456,0	14 026,7	15 527,4	17 492,8	19 430,5	21 893,5	25 308,6	27 358,3	27 410,8	28 853,3	31 437,9	32 459,8	33 374,1	37 404,4	37 893,1	52 795,0	54 731,5	57 028,9	57 957,4	53 134,6	59 402,8
Electricidad	23 341,8	23 557,7	25 079,4	26 548,0	30 678,2	32 267,1	35 252,6	39 343,6	43 087,4	42 956,0	46 365,5	51 170,5	51 313,1	53 665,8	57 045,4	59 953,5	78 248,3	74 433,0	75 843,6	79 755,0	70 467,2	79 789,9
Total E. Secundaria	23 346,8	23 562,5	25 083,9	26 552,3	30 682,3	32 270,9	35 256,2	39 347,0	43 090,5	42 959,3	46 368,6	51 173,4	51 316,1	53 668,6	57 048,2	59 956,3	78 251,1	74 436,4	75 847,0	79 758,5	70 470,2	79 792,8
TASA DE CRECIMIENTO	3,9%	0,9%	6,5%	5,9%	15,6%	5,2%	9,3%	11,6%	9,5%	-0,3%	7,9%	10,4%	0,3%	-4,6%	6,3%	5,1%	30,5%	-4,9%	1,9%	5,2%	-11,6%	13,2%
PBI																						
(Millones de \$, de 2007)	222 207	223 580	235 773	245 593	257 770	273 971	294 598	319 693	348 870	352 693	382 081	406 256	431 199	456 435	467 280	482 473	501 537	514 217	534 695	546 161	485 490	551 714
TASA DE CRECIMIENTO	2,7%	0,6%	5,5%	4,2%	5,0%	6,3%	7,5%	8,5%	9,1%	1,1%	8,3%	6,3%	6,1%	5,9%	2,4%	3,3%	-4,0%	2,5%	-4,0%	2,1%	-11,1%	13,6%
POBLACIÓN																						
Millones de Habitantes	26,0	26,3	26,7	27,1	27,4	27,8	28,1	28,5	28,8	29,1	29,5	29,8	30,1	30,5	30,8	31,2	31,5	31,8	32,2	32,5	32,6	33,3
TASA DE CRECIMIENTO	1,7%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	0,4%	2,0%
ELASTICIDADES																						
CONS. ENERGÍA/PBI	1,44	1,50	1,18	1,41	3,14	0,82	1,23	1,36	1,04	-0,28	0,95	1,64	0,05	0,78	2,65	1,57	7,72	-1,93	0,48	2,40	1,05	0,97
CONS. ENERGÍA/POB	2,29	0,69	4,78	4,28	11,22	3,69	8,10	10,01	8,09	-4,26	7,01	9,09	0,25	4,07	5,66	4,65	28,21	-4,56	1,79	4,98	-29,01	6,69

1 El D.S. Nº 021-2007-EM establece el uso obligatorio de gasohol a partir del 01 de Enero del 2010.

2 El D.S. Nº 025-2010-EM establece la ampliación del plazo de comercialización de kerosene hasta el 2010. Siendo eliminado totalmente durante el año 2011.

3 El D.S. Nº 021-2007-EM y sus modificaciones establece la comercialización del diésel B2 a partir del 2009, y desde el 1 de enero de 2011 de diésel B5 es obligatoria en todo el país.

**Tabla 91: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR INDUSTRIAL
(UNIDAD: TJ)**

INDICADORES	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ENERGÍA PRIMARIA																						
Carbón Mineral	15 620	13 552	17 578	19 531	19 756	21 828	15 119	24 413	20 999	22 949	22 812	23 810	23 940	22 891	26 451	29 167	23 281	19 894	21 276	22 035	14 255	21 724
Litio	15 108	14 955	14 801	14 648	14 495	14 342	14 189	14 036	13 882	13 729	13 576	13 423	13 270	13 116	12 952	12 790	12 629	12 471	11 685	11 488	9 817	8 078
Bagazo	6 169	6 388	7 281	7 666	6 021	2 475	3 992	3 748	4 508	3 993	6 246	6 144	8 713	5 427	1 362	5 174	6 575	2 709	6 173	8 932	6 422	4 398
Solar																						
Total E. Primaria	36 897	34 895	39 660	41 845	40 272	38 645	33 300	42 197	39 389	40 672	42 633	43 376	45 923	41 434	40 765	47 131	42 485	35 076	39 147	42 457	30 497	34 312
ENERGÍA SECUNDARIA																						
Carbón Vegetal	2 431	2 351	2 157	2 127	2 014	1 883	1 782	1 685	1 566	1 609	1 535	1 463	1 441	1 379	1 361	1 316	1 251	1 231	1 154	1 134	969	933
Coque	1 039	1 202	1 218	1 138	990	1 260	1 255	1 261	1 353	1 199	0	0	19	1 016	2 467	1 117	2 477	2 111	2 098	1 566	1 685	1 503
Gas Lic. de Pet.	1 997	2 011	2 574	2 844	3 317	4 329	5 135	4 868	5 849	6 779	10 014	12 719	13 186	16 357	15 118	14 012	14 248	14 934	17 174	15 257	12 857	15 462
Gasolina Motor/Gasohol ¹	120	99	79	52	35	21	15	10	9	13	7	3	1	1	1	1	1	1	0	2	1	16
Kerosene ²	535	584	682	458	269	175	69	47	35	29	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel ON/DIB/DIB ³	7 606	6 753	6 491	7 160	8 846	8 129	8 550	8 044	9 502	8 957	10 115	10 085	9 900	10 030	9 482	9 370	9 229	8 954	9 200	9 329	9 282	11 181
Pet. Industrial	59 539	53 249	52 350	46 830	56 590	49 995	31 784	33 876	17 903	18 189	12 226	16 122	6 864	7 364	3 616	3 208	1 887	2 162	1 603	2 117	3 342	2 459
Gas Natural	0	0	258	985	2 035	5 907	13 130	20 384	25 143	23 670	27 875	40 709	34 599	37 840	40 747	42 957	43 263	42 724	50 327	53 614	38 117	53 997
Gas Industrial	1 023	1 012	1 257	1 113	1 237	1 494	1 678	1 566	1 714	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricidad	24 904	25 175	25 551	25 533	25 993	26 105	26 594	27 780	30 165	28 527	31 585	35 419	36 570	40 462	41 031	45 673	41 720	41 538	43 116	45 294	38 967	44 710
Total E. Secundaria	99 194	92 437	92 658	88 239	101 327	99 257	90 082	99 522	93 240	87 870	93 389	116 520	102 280	114 438	113 822	117 654	114 075	113 664	124 472	128 312	106 221	139 361
TOTAL ENERGÍA	136 091	127 331	132 318	130 084	141 599	137 942	123 382	141 719	132 629	128 642	136 023	159 897	148 203	155 872	154 588	164 785	156 560	148 730	163 819	170 770	136 718	164 472
TASA DE CRECIMIENTO	18%	-5%	-3%	2%	7%	6%	-13%	3%	8%	-9%	6%	18%	-7%	5%	-1%	7%	-5%	-5%	10%	4%	-20%	20%
PBI																						
(Millones de \$ - de 2007)	222 207	223 580	235 773	245 593	257 770	273 971	294 598	319 693	348 870	352 693	382 081	406 256	431 199	456 435	467 280	482 473	501 537	514 217	534 695	546 161	485 490	551 714
TASA DE CRECIMIENTO	2,7%	0,6%	5,5%	4,2%	5,0%	6,3%	7,5%	8,5%	9,1%	1,1%	8,3%	6,3%	6,1%	5,9%	2,4%	3,3%	4,0%	2,5%	4,0%	2,1%	-11,1%	13,6%
POBLACIÓN																						
Miles de Habitantes	26	26	27	27	27	28	28	28	29	29	29	30	30	30	31	31	31	32	32	32	33	33
TASA DE CRECIMIENTO	1,7%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	0,4%	2,0%
ELASTICIDADES																						
CONS. ENERGÍA/PBI	6,83	-7,85	-0,51	0,52	1,41	0,96	-1,72	0,32	0,83	-8,42	0,69	2,78	-1,19	0,88	-0,35	2,03	-1,26	-1,98	2,55	1,98	1,80	1,49
CONS. ENERGÍA/POB	10,85	-3,64	-2,05	1,58	5,06	4,30	-11,32	2,36	6,43	-7,74	5,05	15,42	-6,44	4,60	-0,74	6,02	-4,61	-4,68	9,58	4,09	-49,68	10,26

1 El D.S. Nº 021-2007-EM establece el uso obligatorio de gasohol a partir del 01 de Enero del 2010.

2 El D.S. Nº 025-2010-EM establece la ampliación del plazo de comercialización de kerosene hasta el 2010. Siendo eliminado totalmente durante el año 2011.

3 El D.S. Nº 021-2007-EM y sus modificaciones establece la comercialización del diésel B2 a partir del 2009, y desde el 1 de enero de 2011 de diésel B5 es obligatoria en todo el país.

Tabla 92: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR TRANSPORTE (UNIDAD: TJ)

INDICADORES	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ENERGÍA SECUNDARIA																						
Bunker																						
Gas Licuado de Petróleo	690,3	859,1	1 339,3	1 636,8	2 169,3	3 242,5	4 358,0	7 076,1	9 738,5	10 454,4	10 993,5	12 513,2	15 378,7	17 070,1	19 157,9	21 075,2	22 801,2	48 756	50 235	48 778	20 844	24 383
Gasohol ¹											-	7 108,1	21 645,4	43 690,7	45 914,6	48 771,6	54 062,7	62 306,5	73 195,5	76 652,9	78 325,2	80 233,9
Gasolina Motor ¹	41 722,2	37 913,2	38 375,8	35 882,4	35 798,4	34 046,9	33 240,5	33 113,5	37 641,1	43 875,8	41 673,6	28 175,5	8 179,3	8 341,5	8 808,7	8 988,7	10 406,9	12 437,9	13 254,2	13 901,9	12 658,7	12 519,5
Turbo	12 641,4	13 272,3	6 764,6	4 112,7	4 142,9	1 851,9	7 166,0	5 431,5	5 683,3	22 380,8	25 176,7	27 734,5	28 749,4	31 388,7	34 856,4	36 547,1	41 346,6	14 488,6	15 318,9	16 130,3	6 183,5	8 532,3
Diésel O/Diésel B5 ¹	82 152,1	72 971,4	71 374,5	79 638,9	99 945,8	94 178,6	99 760,0	100 950,6	125 580,3	123 504,8	149 947,7	168 982,7	165 139,5	176 310,5	172 737,8	186 005,5	193 501,1	191 387,0	197 883,8	205 154,6	169 795,9	228 669,8
Pet. Industrial	393,2	387,6	289,8	147,7	144,0	238,1	258,4	409,2	761,7	669,4	996,1	6 223,6	8 656,4	9 567,6	5 686,4	5 950,4	7 729,8	1 496,9	1 239,1	754,7	578,6	7 561,2
Gas Natural	-	-	-	-	-	1,3	323,9	2 161,9	6 256,5	10 565,7	14 090,9	17 034,4	20 936,3	24 458,2	26 625,6	27 152,8	27 482,7	29 494,0	29 977,6	30 394,8	20 521,5	24 412,2
Electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,3	12,3	12,3	132,2	172,2	164,0	172,9	214,9	270,7	275,0	275,3
Total E. Secundaria	137 599,2	125 403,6	118 144,0	121 418,6	142 100,4	133 559,3	145 106,8	151 184,7	185 663,3	211 451,0	249 986,5	272 321,6	290 742,6	313 063,4	316 776,6	339 954,5	365 738,7	394 916,5	410 033,5	426 392,8	316 420,2	409 817,1
TOTAL ENERGÍA	137 599,2	125 403,6	118 144,0	121 418,6	142 100,4	133 559,3	145 106,8	151 184,7	185 663,3	211 451,0	249 986,5	272 321,6	290 742,6	313 063,4	316 776,6	339 954,5	365 738,7	394 916,5	410 033,5	426 392,8	316 420,2	409 817,1
TASA DE CRECIMIENTO	-6,1%	-8,9%	-5,8%	2,8%	17,0%	-6,9%	8,6%	4,2%	22,8%	13,9%	18,2%	8,9%	6,8%	7,9%	1,2%	7,3%	7,6%	8,0%	3,8%	4,0%	-25,8%	29,5%
PBI																						
(Millones de \$, de 2007)	222 207	223 580	235 773	245 593	257 770	273 971	294 598	319 693	348 870	352 693	382 081	406 256	431 199	456 435	467 380	482 473	501 537	514 217	534 695	546 161	485 490	551 714
TASA DE CRECIMIENTO	2,7%	0,6%	5,5%	4,2%	5,0%	6,3%	7,5%	8,5%	9,1%	1,1%	8,3%	6,3%	6,1%	5,9%	2,4%	3,3%	4,0%	2,5%	4,0%	2,1%	-11,1%	13,6%
POBLACIÓN																						
Miles de Habitantes	26,0	26,3	26,7	27,1	27,4	27,8	28,1	28,5	28,8	29,1	29,5	29,8	30,1	30,5	30,8	31,2	31,5	31,8	32,2	32,5	32,6	33,3
TASA DE CRECIMIENTO	1,7%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	0,4%	2,0%
ELASTICIDADES																						
CONS. ENERGÍA/PBI	-2,38	-14,34	-1,06	0,67	3,44	-0,86	1,15	0,49	2,50	12,67	2,19	1,41	1,10	1,31	0,50	2,25	1,92	3,16	0,96	1,86	2,32	2,16
CONS. ENERGÍA/POB	-3,63	-6,65	-4,29	2,03	12,29	-4,28	7,57	3,61	19,39	11,65	16,09	7,84	6,82	1,07	6,68	7,01	7,45	3,62	3,85	44,25	14,92	14,92

1 El D.S. Nº 021-2007-EM establece el uso obligatorio de gasohol a partir del 01 de Enero del 2010.

2 El D.S. Nº 021-2007-EM y sus modificaciones establece la comercialización del diésel B2 a partir del 2009, y desde el 1 de enero de 2011 de diésel B5 es obligatoria en todo el país.

Tabla 93: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR TRANSPORTE POR MODO DE TRANSPORTE Y TIPO DE COMBUSTIBLE
(UNIDAD: TJ)

Alcance /Modo de Transporte /Combustible	2017	2018	2019	2020	2021
CONSUMO FINAL NACIONAL					
Terrestre					
GLP	23 518,1	25 276,7	32 483,1	24 434,0	31 226,4
Gasohol	73 191,9	76 650,8	78 324,3	61 126,8	78 096,1
Gasolina Motor	10 043,7	10 544,0	10 923,8	9 746,9	11 871,6
Diesel B5	188 597,4	195 142,2	201 992,8	167 167,4	217 142,3
Gas Natural	29 464,0	29 977,6	30 594,8	20 521,5	24 412,2
Subtotal	324 815,1	337 591,3	354 318,8	282 996,8	362 748,5
Aéreo					
Gasolina Motor	70,1	68,5	77,0	38,3	19,9
Turbo	14 488,6	15 318,9	16 130,3	6 183,5	8 532,3
Subtotal	14 558,7	15 387,4	16 207,3	6 221,8	8 552,1
Marítimo					
Diesel B5	355,8	64,2	61,1		128,0
MGO	248,3		25,6	70,7	425,0
Fuel Oil	1 496,9	1 239,1	754,7	578,6	7 561,2
Subtotal	2 100,9	1 303,3	841,4	649,3	8 114,2
Fluvial					
Gasohol	3,6	2,1	0,9	0,7	2 137,8
Gasolina Motor	2 324,1	2 641,7	2 901,1	2 873,5	628,0
Diesel B5	1 237,1	1 676,1	1 815,7	1 523,8	1 836,8
Subtotal	3 564,8	4 319,9	4 717,7	4 398,0	4 602,6
Ferroviario					
Diesel B5	948,5	981,4	1 259,3	1 033,9	1 137,7
Electricidad	172,9	214,9	270,7	276,0	279,3
Subtotal	1 121,4	1 196,2	1 530,0	1 309,9	1 417,0
TOTAL Transporte Nacional	346 161,0	359 798,1	377 615,2	295 575,8	385 434,5
BUNKER					
Turbo	29 491,1	29 859,0	31 147,6	11 121,8	13 416,2
Diesel B5	2,1	36,1	21,8		24,4
MGO	540,4	451,9	795,7	348,1	35,6
Fuel Oil	18 722,0	19 888,5	16 812,5	9 374,6	10 906,6
TOTAL Bunker	48 755,6	50 235,4	48 777,7	20 844,4	24 382,67
TOTAL GENERAL	394 916,5	410 033,5	426 392,8	316 420,2	409 817,1

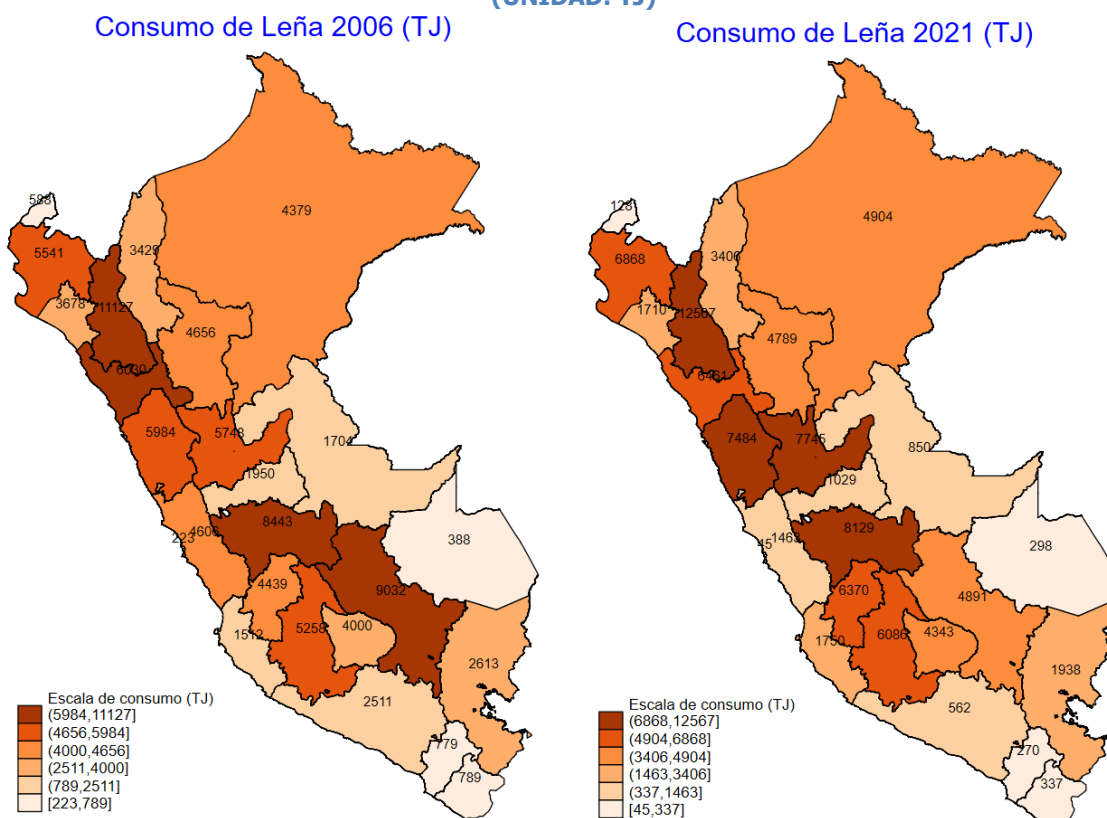
11.2 ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DE BIOMASA POR DEPARTAMENTO

Conforme a la metodología propuesta para la estimación del consumo nacional de Biomasa (Leña, Bota y Yareta, y Carbón Vegetal) se ha podido estimar el consumo de dichos energéticos a nivel departamental.

En la parte derecha de la Ilustración 178 se observa el consumo estimado de Leña por departamento para el año 2021, mientras que en la parte izquierda se muestra el consumo estimado en el año 2006.

Se puede apreciar una reducción general del consumo en los 25 departamentos a excepción de Ayacucho, Huancavelica, Huánuco, Ica, Junín y Piura.

Ilustración 178: CONSUMO DE LEÑA POR DEPARTAMENTO – SECTOR RESIDENCIAL
(UNIDAD: TJ)



Fuente: Elaboración Propia

De otro lado, la Ilustración 179 muestra los resultados de la estimación del consumo de carbón vegetal en el año 2006 y 2021, respectivamente. A nivel nacional, se puede apreciar un aumento general del consumo del carbón vegetal; no obstante, se ha determinado una disminución del consumo en los departamentos de La libertad y Pasco.

**Ilustración 179: CONSUMO DE CARBON VEGETAL POR DEPARTAMENTO – SECTOR RESIDENCIAL
(UNIDAD: TJ)**

Consumo de Carbón Vegetal 2006 (TJ)



Consumo de Carbón Vegetal 2021 (TJ)



Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, en la Ilustración 180 se muestran los resultados de la estimación del consumo de Bosta y Yareta para el año 2006 y 2021, respectivamente. En general, se puede apreciar una reducción del consumo en los departamentos que consumen dicho commodity.

11.3 FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ - GAS NATURAL

En el marco del desarrollo del presente balance de energía se ha realizado la estimación del factor de emisión de dióxido de carbono de gas natural nacional. Para dicha estimación se ha tomado como referencia la metodología del documento "Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and natural gas industry"¹⁴, la cual permite calcular directamente las emisiones de CO₂ mediante un enfoque de balance de masa, con este resultado posteriormente se procedió a calcular el factor de emisión propiamente. La metodología indicada presenta la siguiente fórmula para determinar las emisiones de GEI por la quema del gas natural.

$$E_{CO_2} = FC * \frac{1}{\text{molar volume conversion}} * MW_{\text{Mixture}} * Wt\%C_{\text{Mixture}} * \frac{44}{12}$$

Donde:

E_{CO_2}	: Emisiones de CO ₂ en masa (lb o kg)
FC	: consumo de combustible (pie ³ o m ³)
Molar volumen conversión	: conversión de volumen molar a masa (23,685m ³ /kgmol)
MW_{Mixture}	: Peso molecular de la mezcla
$Wt\%C_{\text{Mixture}}$: Porcentaje en peso del carbono en mezcla
44/12	: Conversión estequiometría de C a CO ₂

Para estimar las emisiones de CO₂, los únicos datos que se requieren son el peso molecular de la mezcla del gas natural y la participación porcentual en peso del carbono en el gas natural. Dado que, la cantidad de combustible consumido puede ser variable y el valor de la conversión de volumen molar a masa es constante. En ese sentido, el factor de emisión de CO₂ de gas natural nacional se estimará utilizando la ecuación anterior, a través de una relación de emisiones de CO₂ y el volumen de gas natural:

$$\frac{E_{CO_2}}{FC} = \frac{1}{\text{molar volume conversion}} * MW_{\text{Mixture}} * Wt\%C_{\text{Mixture}} * \frac{44}{12}$$

Por lo tanto, tomando en consideración la representatividad respecto a las ventas de gas natural a nivel nacional se procedió a solicitar información de las propiedades físicas del gas natural a la empresa Pluspetrol Perú Corporation del año 2021 (más del 80% de las ventas de gas natural en el año 2021), tales como: composición molar del gas natural, poder calorífico neto y la densidad relativa.

Para la información de composición molar se obtiene el promedio mensual para cada componente del gas natural, el cual permite estimar el peso molecular del gas natural (MW_{Mixture}) y el porcentaje en peso del carbono que contiene el gas natural ($Wt\%C_{\text{Mixture}}$). En el caso de la estimación del peso molecular del gas natural (MW_{Mixture}), se suma todos los productos obtenidos de la multiplicación de la fracción molar de cada componente del gas natural por su respectivo peso molecular. La participación en peso del carbono contenido en el gas natural ($Wt\%C_{\text{Mixture}}$), se obtuvo sumando todos los productos de la multiplicación de las fracciones molares de cada componente por el porcentaje en peso de carbono contenido en el mismo componente.

¹⁴ Fuente: American Petroleum Institute, document "Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and natural gas industry", página 144. Link: http://www.api.org/~media/files/ehs/climate-change/2009_ghg_compendium.ashx

Con los valores estimados de " $MW_{Mixture}$ " y " $Wt\%C_{Mixture}$ ", se procede a estimar el factor de emisión de gas natural nacional expresado en unidades " $kgCO_2/m^3$ ":

$$\frac{E_{CO_2}}{FC} = \frac{1}{23,685} * 17,530 * 74,339\% * \frac{44}{12} \text{ expresado en } kgCO_2/m^3$$

Posteriormente, para expresar el factor de emisión de CO_2 de gas natural en unidades energéticas, es necesario obtener el poder calorífico inferior (PCI) del gas natural, para lo cual se utilizará el valor del poder calorífico neto del gas natural para el año 2021 " $1\,068,83\text{ BTU/PC}$ ". Finalmente, el valor obtenido de dicho factor de emisión es de **56 506,5 $kgCO_2/TJ$** .

Por otro lado, para evaluar la consistencia del valor obtenido, se realizó una comparación con los valores de factor de emisión de CO_2 proporcionados por el IPCC, cuyo resultado se encuentra del rango (54 300 – 58 300 $kgCO_2/TJ$) y es superior en un 0,72% respecto al factor de emisión por defecto (56 100 $kgCO_2/TJ$).

TABLA 94. ANÁLISIS COMPARATIVO DEL FACTOR DE EMISIÓN NACIONAL PARA GAS NATURAL CON VALORES DE IPCC

Combustible	Nacional	FE por defecto ($kgCO_2/TJ$)	Inferior ($kgCO_2/TJ$)	Superior ($kgCO_2/TJ$)
Gas Natural	56 507	56 100	54 300	58 300
Variación porcentual		0,72%	4,06%	-3,08%

11.4 FACTORES DE CONVERSIÓN

Tabla 95: FACTORES DE CONVERSIÓN

Energéticos	Unidades Originales		TEP		Joule	
	Factor	Unidad	Factor	Unidad	Factor	Unidad
Energía Primaria						
Carbón Antracita Nacional	0.001	ton/kg	700.00	TEP/(10 ⁶ kg)	29.29	TJ/(10 ⁶ kg)
Carbón Bituminoso Nacional	0.001	ton/kg	593.20	TEP/(10 ⁶ kg)	24.82	TJ/(10 ⁶ kg)
Carbón Mineral Importado	0.001	ton/kg	730.00	TEP/(10 ⁶ kg)	30.54	TJ/(10 ⁶ kg)
Leña			360	TEP/(10 ⁶ kg)	15.06	TJ/(10 ⁶ kg)
Residuos de Biomasa			360	TEP/(10 ⁶ kg)	15.06	TJ/(10 ⁶ kg)
Bagazo	0.001	ton/kg	150	TEP/(10 ⁶ kg)	6.28	TJ/(10 ⁶ kg)
Petróleo Crudo	6.290	Bbl / m ³	871	TEP/(10 ³ m ³)	36.42	TJ/(10 ³ m ³)
LGN	6.290	Bbl / m ³	716	TEP/(10 ³ m ³)	29.96	TJ/(10 ³ m ³)
Gas Natural	0.028	pc / m ³	966	TEP/(10 ⁶ m ³)	40.43	TJ/(10 ⁶ m ³)
Hidroenergía	1.000	GW.h	86	TEP/GW.h	3.60	TJ/GW.h
Solar	1.000	GW.h	86	TEP/GW.h	3.60	TJ/GW.h
Eólica	1.000	GW.h	86	TEP/GW.h	3.60	TJ/GW.h
Biogás	35.315	pc / m ³	350	TEP/(10 ⁶ m ³)	14.66	TJ/(10 ⁶ m ³)
Energía Secundaria						
Coque Nacional	0.001	ton/kg	675	TEP/(10 ⁶ kg)	28.26	TJ/(10 ⁶ kg)
Coque Importado	0.001	ton/kg	640.00	TEP/(10 ⁶ kg)	26.78	TJ/(10 ⁶ kg)
Carbón Vegetal			650	TEP/(10 ⁶ kg)	27.20	TJ/(10 ⁶ kg)
Gas Licuado de Petróleo	6.290	Bbl / m ³	598	TEP/(10 ³ m ³)	25.00	TJ/(10 ³ m ³)
Etanol	6.290	Bbl / m ³	509	TEP/(10 ³ m ³)	21.28	TJ/(10 ³ m ³)
Gasohol	6.290	Bbl / m ³	747	TEP/(10 ³ m ³)	31.26	TJ/(10 ³ m ³)
Gasolina Motor	6.290	Bbl / m ³	767	TEP/(10 ³ m ³)	32.11	TJ/(10 ³ m ³)
Kerosene						
Turbo	6.290	Bbl / m ³	837	TEP/(10 ³ m ³)	35.00	TJ/(10 ³ m ³)
Diesel Oil	6.290	Bbl / m ³	868	TEP/(10 ³ m ³)	36.32	TJ/(10 ³ m ³)
BioDiesel (B100)	6.290	Bbl / m ³	796	TEP/(10 ³ m ³)	33.32	TJ/(10 ³ m ³)
DB5	6.290	Bbl / m ³	864	TEP/(10 ³ m ³)	36.17	TJ/(10 ³ m ³)
Fuel oil	6.290	Bbl / m ³	925	TEP/(10 ³ m ³)	38.69	TJ/(10 ³ m ³)
Gas Natural Seco	35.315	pc / m ³	966	TEP/(10 ⁶ m ³)	40.43	TJ/(10 ⁶ m ³)
Energía Eléctrica	1.000	GW.h	86	TEP/GW.h	3.60	TJ/GW.h
Gas de Alto Horno (Sider)	35.315	pc / m ³	80	TEP/(10 ³ m ³)	3.35	TJ/(10 ⁶ m ³)
Gas de Coquería (Doe Run)	35.315	pc / m ³	480	TEP/(10 ³ m ³)	20.08	TJ/(10 ⁶ m ³)
Gas de Refinería	6.290	Bbl / m ³	1180	TEP/(10 ³ m ³)	49.37	TJ/(10 ³ m ³)
No Energéticos De Coque			890	TEP/(10 ⁶ kg)	37.24	TJ/(10 ⁶ kg)
No Energéticos De Petróleo			868	TEP/(10 ³ m ³)	36.31	TJ/(10 ³ m ³)

Tabla 96: RELACIÓN ENTRE UNIDADES DE ENERGÍA

Unidades	TJ	Kcal	TEP	MW.h	MMBTU
TJ	1	2.390E+08	23.9006	277.7778	951
kcal	4.184E-09	1	1.000E-07	1.1630E-06	3.981E-06
TEP	4.184E-02	1.00E+07	1	11.63000	39.810
MW.h	3.600E-03	8.60E+05	0.08598	1	3.412
MMBTU	1.051E-03	2.512E+05	0.0251	0.29307	1

11.5 GLOSARIO DE TÉRMINOS

11.5.1 Definiciones

B

Bagazo: El Bagazo es el material fibroso, o cáscara, o residuo de una materia que queda después de deshechar la baga y/o la extracción del jugo. Entre éstos se encuentra, el bagazo de la caña de azúcar, de la vid, del arroz, de los cereales, etc. Se utiliza principalmente como combustible para la producción de electricidad en los ingenios azucareros y/o plantas de tratamiento de las materias agrícolas básicas.

Bases lubricantes: Es la materia prima utilizada en la elaboración de un aceite específico a base de aditivos y diferentes procesos químicos.

Biodiesel B100: Biodiesel puro, sin mezcla alguna, que cumple las especificaciones establecidas en las Normas Técnicas Peruanas o, mientras éstas no sean aprobadas, la norma ASTM D 6751-06 en su versión actualizada o las correspondientes normas internacionales.

Biogás: Es el gas, principalmente metano, obtenido de la fermentación anaeróbica de desechos biomásicos.

Biomasa: Materia orgánica no fósil de origen biológico que puede ser utilizada con fines energéticos para la producción de calor y algunas veces también de electricidad. Bajo este concepto se agrupan el bagazo, la bosta, la yareta y los residuos agrícolas.

Bosta: La Bosta consiste en el excremento del ganado vacuno secado al ambiente en forma de bloques, que se utiliza como piezas de combustible para cocinas y hornos domésticos. En sentido estricto es el resultado del proceso digestivo, y se refiere a los elementos desechados por un organismo vivo. Este elemento constituye el combustible de las poblaciones ubicadas en el área rural. La bosta es utilizada en localidades muy aisladas.

Butano: Un hidrocarburo que consiste de cuatro átomos de carbono y diez átomos de hidrógeno. Normalmente se encuentra en estado gaseoso pero se licua fácilmente para transportarlo y almacenarlo; se utiliza en gasolinas, y también para cocinar y para calentar.

C

Carbón antracítico: El carbón antracítico es un combustible con alto contenido de carbono fijo y bajo contenido de material volátil, comparado con el carbón bituminoso y sub bituminoso. Además, tiene una alta temperatura de ignición y de fusión de las cenizas, por lo que es utilizado en industrias medianas. Aunque puede ser utilizado en sistemas de alimentación con carbón pulverizado, su uso se limita a pequeñas plantas en las que se utilizan parrillas o unidades de alimentación manual. La combustión de este carbón en calderas convencionales es un poco difícil, debido a su alto contenido de cenizas y humedad.

Carbón bituminoso: Carbón con mucha sustancia carbonosa y constituyentes gaseosos, y del 15 al 50 % de sustancia volátil; carbón suave; carbones distintos de la antracita y del carbón con bajos productos volátiles y el lignito. Tiene un color pardo oscuro a negro, y arde con llama humeante y luminosa. Cuando se elimina la sustancia volátil del carbón bituminoso, mediante un tratamiento en ausencia de aire, el carbón se convierte en coque.

Carbón mineral: Combustible mineral sólido, compuesto principalmente de carbono, con pequeñas cantidades de nitrógeno, oxígeno, azufre y otros elementos.

Carbón vegetal: Es el combustible obtenido de la destilación destructiva de la madera, en ausencia de oxígeno, en las carboneras.

Carboneras: Esencialmente se trata de un horno donde se efectúa la combustión parcial de la leña, produciéndose carbón vegetal, productos no volátiles y volátiles, y que generalmente estos últimos no son aprovechados. Debe observarse que la madera, en la forma de carbón vegetal, tiene un poder calorífico mayor.

Cementeras: Plantas industriales que procesan caliza, arcilla, arena, mineral de hierro y/o yeso para producir cemento.

Centrales eléctricas: Estos centros de transformación están constituidos según el caso, por centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas convencionales con turbinas a vapor, turbinas a gas, motores de combustión interna, centrales nucleoelectricas y geotermoeléctricas.

Consumo propio: El consumo propio es la parte de energía primaria y secundaria que el propio sector energía utiliza para su funcionamiento.

Coque: Material sólido no fundible, de alto contenido de carbono, obtenido como resultado de la destilación destructiva del petróleo en refinerías o del carbón mineral en las coquerías.

Coquerías y altos hornos: Se encuentran en la industria siderúrgica; el carbón mineral se transforma en coque y gas de coquería en la coquería; el coque pasa luego al alto horno del cual se obtiene arrabio y gas de alto horno. En las coquerías de tratamiento del carbón mineral se obtiene coque, gas de coquería y productos no-energéticos (benzoles, alquitranes, etc.). Una parte del coque se obtiene en la producción de gas de alto horno y, la otra parte, se consume en el proceso de reducción del mineral en el alto horno.

D

Dendroenergía: Energía proveniente de la madera. Comprende la leña y el carbón vegetal.

Derivados de carbón mineral: En este grupo se incluyen el coque de coquería y los gases tanto de coquería como de los altos hornos.

Diesel: Es una fracción destilada intermedia del petróleo con alto contenido de hidrocarburos alifáticos y de alto grado de pureza. Es un combustible concebido y normalizado para ser empleado en motores de combustión interna con ciclo termodinámico Diesel.

Diesel B2: Es la mezcla que contiene diésel al 98% y biodiesel B100 al 2%.

Diesel B5: Es la mezcla en volumen que contiene diésel al 95% y biodiesel B100 al 5%.

Dióxido de carbono: Compuesto por un átomo de carbono y dos átomos de oxígeno. Recuperado del gas de síntesis en la producción de amoníaco, de gases de chimenea (producto de combustión), y como subproducto del craqueo de hidrocarburos y de la fermentación de carbohidratos. Usado principalmente en la fabricación de hielo seco y de bebidas carbonatadas, como extintor de incendio, en la producción de atmósfera inerte y como desemulsificante en la recuperación terciaria de petróleo.

E

Electricidad: Es la energía transmitida por electrones en movimiento. Se incluye la energía eléctrica generada con cualquier recurso, sea primario o secundario, en plantas hidroeléctricas, térmicas, geotérmicas o nucleares.

Energía Primaria: Se entiende por energía primaria a las distintas fuentes de energía tal como se obtienen en la naturaleza, ya sea: en forma directa como en el caso de la energía hidráulica o solar, la leña y otros combustibles vegetales; o después de un proceso de extracción como el petróleo, carbón mineral, geoenergía, etc.

Energía Secundaria: Se denomina energía secundaria a los diferentes productos energéticos que provienen de los distintos centros de transformación y cuyo destino son los diversos sectores del consumo y/u otros centros de transformación.

Energía Solar: Es la energía del sol aprovechada principalmente en calentamiento de agua, secado de granos, cocción de alimentos y generación de electricidad a través de paneles fotovoltaicos.

Etanol: Es el alcohol etílico cuya fórmula química es $\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-OH}$ y se caracteriza por ser un compuesto líquido, incoloro, volátil, inflamable y soluble en agua. Para los efectos de este documento se entiende como el alcohol obtenido a partir de caña de azúcar, sorgo, maíz, yuca, papa, arroz y otros cultivos agrícolas.

Etanol Anhidro: Tipo de alcohol etílico que se caracteriza por tener como máximo 0,5% (cero coma cinco por ciento) de humedad y por ser compatible con las gasolinas con las cuales se puede mezclar para producir un combustible oxigenado para uso motor.

Exportación: Es la cantidad de energía primaria y secundaria que un país destina al comercio exterior.

G

Gas Distribuido: Gas natural seco que circula a través de una red (gaseoducto) para ser distribuido a los usuarios finales.

Gas Industrial: Agrupa los gases combustibles remanentes de la destilación del coque y altos hornos.

Gas Licuado de Petróleo: Hidrocarburo que, a condición normal de presión y temperatura, se encuentra en estado gaseoso, pero a temperatura normal y moderadamente alta presión es licuable. Usualmente está compuesto de propano, butano, polipropileno y butileno o mezcla de los mismos. En determinados porcentajes forman una mezcla explosiva. Se le almacena en estado líquido, en recipientes a presión.

Gas Natural: Mezcla de Hidrocarburos en estado gaseoso, puede presentarse en su estado natural como Gas Natural Asociado y Gas Natural no Asociado. Puede ser húmedo si tiene Condensado, o ser seco si no lo contiene.

Gasohol: Es la mezcla que contiene gasolina (de 97, 95, 90, 84 octanos y otras según sea el caso) y Alcohol Carburante.

Gasolina de Aviación: Es una mezcla de naftas reformadas de elevado octanaje, de alta volatilidad y estabilidad y de un bajo punto de congelamiento, que se usa en aviones de hélice con motores de pistón.

Gasolina Motor: Mezcla de hidrocarburos líquidos, livianos, obtenidos de la destilación del petróleo y/o del tratamiento del gas natural, cuyo rango de ebullición se encuentra generalmente entre los 30-200 grados centígrados.

Gasolina Natural: Mezcla altamente volátil de hidrocarburos de propano y más pesados que forma parte de los líquidos del gas natural. Normalmente se adiciona a la gasolina automotriz para incrementar su presión de vapor, así como el arranque a bajas temperaturas. La gasolina natural es también utilizada en petroquímica para proveer isobutano e isopentano que son utilizados en los procesos de alquilación.

GLP: Gas licuado de Petróleo. El gas licuado del petróleo (GLP) es la mezcla de gases condensables presentes en los líquidos del gas natural o formando parte del petróleo crudo. Los componentes del GLP, aunque a temperatura y presión ambientales son gases, son fáciles de condensar, de ahí su nombre. En la práctica, se puede decir que los GLP son una mezcla de propano y butano.

H

Hexano: Cualquiera de los cinco hidrocarburos parafínicos líquidos, isoméricos y volátiles presentes en el petróleo. Su fórmula química es C_6H_{14} .

Hidrocarburos: Compuesto orgánico, gaseoso, líquido o sólido, que consiste principalmente de carbono e hidrógeno.

Hidroenergía: Denominado también energía hidráulica o energía hídrica, es aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de ríos, saltos de agua o mareas. Es un tipo de energía verde.

I

IFO : Es un combustible marino residual usado generalmente en la caldera de los buques. Se produce mezclando Diésel 2 y Petróleo Industrial N°6. Clasificado según su viscosidad, los combustibles residuales más usados son IFO 180 e IFO 380.

Importación: Incluye todas las fuentes energéticas primarias y secundarias originadas fuera de las fronteras y que ingresan al país para formar parte del sistema de la oferta total de energía.

Índice de Desarrollo Humano: El Índice de Desarrollo Humano (IDH) es una medición por país, elaborada por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). Se basa en un indicador social estadístico compuesto por tres parámetros:

- *vida larga y saludable* (medida según la esperanza de vida al nacer)
- *educación* (medida por la tasa de alfabetización de adultos y la tasa bruta combinada de matriculación en educación primaria, secundaria y terciaria)
- *nivel de vida digno* (medido por el PIB per cápita en dólares americanos)

Intensidad Energética: Indicador que mide la productividad de la energía en términos económicos o sociales. Usualmente se expresa en unidades de energía por PBI.

Inventarios: Son las Existencias ("stocks") Iniciales (01 de enero) y las Existencias Finales (31 de diciembre) de un año determinado, en las instalaciones de almacenamiento de los diferentes productos.

J

Joule: Es la unidad del Sistema Internacional para la energía y el trabajo. Se define como el trabajo realizado por la fuerza de 1 newton en un desplazamiento de 1 metro. El joule también es igual a 1 vatio por segundo, por lo que eléctricamente es el trabajo realizado por una diferencia de potencial de 1 voltio y con una intensidad de 1 amperio durante un tiempo de 1 segundo, el símbolo del joule es la letra J.

K

Kerosene-Jet: Es un combustible líquido constituido por la fracción del petróleo que se destila entre los 150 y 300 grados centígrados, El Turbo Jet es un kerosene con un bajo punto de congelamiento.

L

Ladrilleras: Plantas industriales que después de un proceso de moldeo, secado y cocción de una pasta arcillosa, obtienen ladrillos, cuyas dimensiones suelen rondar 24 x 11,5 x 6 cm.

Leña: Conjunto de ramas, matas y troncos extraídos de árboles y arbustos, cortados en trozos que se utilizan principalmente en el sector doméstico para producir calor mediante su combustión. La leña es la madera utilizada para hacer fuego en estufas, chimeneas o cocinas. Es una de las formas más simple de biomasa.

Líquidos de gas natural: Mezclas de hidrocarburos líquidos que son extraídos del Gas natural mediante procedimientos de condensación y absorción y se clasifican de acuerdo a su presión de vapor en: condensados, gasolina natural y gas licuado de petróleo (GLP).

M

MGO: Es un combustible de destilado medio denominado también Diesel Marino Nº2, y es utilizado en los motores de las naves, especialmente en embarcaciones pesqueras.

Material de Corte: generalmente gasóleos, se utiliza para alivianar cargas de crudos pesados.

Matriz: La matriz matemática es el conjunto de números o símbolos algebraicos colocados en líneas horizontales y verticales. La matriz energética es la tabla formada por todas las fuentes energéticas colocadas en las columnas y todas las actividades, tanto de oferta, centros de transformación y demanda, que intervienen en el quehacer del sector energético del país, ubicados en las filas.

Mercado eléctrico: El Mercado eléctrico es aquel lugar donde se encuentran la oferta y la demanda.

Metano: El metano es un hidrocarburo gaseoso, incoloro e inodoro, inflamable, producto de la descomposición de las materias orgánicas en los pantanos ó minas, ó por carbonizado del carbón. Se utiliza como combustible y como materia prima en las síntesis químicas. El metano también puede producirse mediante ciertos procesos de conversión de biomasa.

Metro cúbico: Unidad de medida de volumen del Sistema Métrico Decimal, equivalente a 6,289 barriles y 264,170 galones de Estados Unidos de América.

Monóxido de carbono: Gas inodoro, incoloro y muy tóxico. Si se respira, el monóxido de carbono impide que el oxígeno en sangre llegue al resto del cuerpo. Se produce por la quema incompleta de combustibles como el gas natural, el carbón, la gasolina y el tabaco.

N

Nafta Craqueada: Hidrocarburo del grupo de las gasolinas que se produce en las unidades de ruptura catalítica. Se utiliza como componente en la preparación o mezcla de gasolinas.

NOx: El NOx es un término genérico que hace referencia a un grupo de gases muy reactivos [tales como el óxido nítrico (NO) y el dióxido de nitrógeno (NO₂)] que contienen nitrógeno y oxígeno en diversas proporciones. Muchos de los óxidos de nitrógeno son incoloros e inodoros. Sin embargo, el dióxido de nitrógeno (NO₂), un contaminante común, forma en el aire junto a las partículas en suspensión una capa entre rojiza y marrón que cubre muchas zonas urbanas.

En la atmósfera, los óxidos de nitrógeno pueden contribuir a la formación de ozono fotoquímico (smog o niebla contaminante) y tener consecuencias para la salud. También contribuye al calentamiento global y puede provocar lluvia ácida.

P

Partículas suspendidas: Son todas las partículas microscópicas sólidas y líquidas, de origen humano o natural, que quedan suspendidas en el aire durante un tiempo determinado. Dichas partículas tienen un tamaño, composición y origen muy variables y muchas de ellas son perjudiciales. Las partículas en suspensión pueden presentarse en forma de cenizas volantes, hollín, polvo, niebla, gas, etc.

PBI: Producto Bruto Interno. El PBI es el valor monetario de los bienes y servicios finales producidos por una economía en un período determinado. Producto se refiere a valor agregado; interno se refiere a que es la producción dentro de las fronteras de una economía; y bruto se refiere a que no se contabilizan la variación de inventarios ni las depreciaciones ó apreciaciones de capital.

Petróleo crudo: Mezcla de Hidrocarburos que tiene un punto de inflamación menor 65,6° C y que no ha sido procesado en Refinerías

Pérdidas de transformación: Son aquellas que ocurren durante las actividades de transformación.

Pérdidas de transporte y distribución: Son aquellas que ocurren durante las actividades de transporte y distribución.

Petróleo Industrial: Es el residuo de la refinación del petróleo y comprende todos los productos pesados. Generalmente es utilizado en calderas, plantas eléctricas y navegación.

Pie cúbico: La unidad más común utilizada para la medición de volumen del gas. Es la cantidad de gas necesaria para llenar un volumen de un gas cúbico en determinadas condiciones de temperatura, presión y vapor de agua.

Plantas de procesamiento de gas natural: En las plantas de tratamiento, el gas natural húmedo se procesa en principio con el fin de separar los componentes condensables de la corriente de gas en plantas de separación. Posteriormente, de la fase líquida separada, se procura recuperar hidrocarburos líquidos compuestos, como la

gasolina y naftas, hidrocarburos puros como butano, propano, etano o mezcla de ellos y productos no-energéticos, como el dióxido de carbono, a través de un proceso de separación física de los componentes.

Propano: Hidrocarburo de cadena abierta que tiene tres (3) átomos de carbono.

R

Refinerías: Instalación industrial, en la cual el Petróleo, gasolinas naturales u otras fuentes de Hidrocarburos son convertidos en Combustibles Líquidos. Puede incluir la elaboración de productos diferentes a los combustibles como Lubricantes, Asfaltos y Breas, Solventes, etc.

Reservas probadas de hidrocarburos: Cantidades de Hidrocarburos estimadas a una fecha determinada, cuya existencia está demostrada con una certeza razonable por información geológica y de ingeniería, y que pueden ser recuperadas bajo las condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales vigentes.

S

Sector Agropecuario y Agroindustrial: El consumo de energía de este sector comprende las actividades agropecuarias y agroindustriales.

Sector Comercial: El consumo de energía de este sector abarca los usos de todas las actividades comerciales, incluye hospitales, colegios, restaurantes, hoteles, lavanderías y empresas financieras entre los establecimientos más importantes.

Sector Industrial: Es el sector de consumo más importante, comprende todas las actividades de la industria manufacturera, excepto aquellas relacionadas con la elaboración de productos de pescado y la fabricación de azúcar; también incluye la construcción de viviendas, edificios y obras civiles en general.

Sector Minero Metalúrgico: Este sector abarca el consumo de energía de las actividades de minería extractiva y la industria minera.

Sector Pesquería: El sector pesquería agrupa el consumo de energía de las actividades de pesca extractiva y la industria pesquera.

Sector Público: El consumo de energía del sector público comprende al consumo de las fuerzas armadas, administración pública y servicios de agua y desagüe, en ellos se incluyen las municipalidades, ministerios, actividades de defensa y de mantenimiento del orden público y de seguridad, entre las más importantes.

Sector Residencial: El consumo de energía de este sector comprende a los usos que se dan debido a las actividades domésticas desarrolladas en los hogares urbanos y rurales en el ámbito nacional.

Sector Transporte: Considera el consumo de energía de las actividades de transporte en general. Incluye las actividades desarrolladas por los medios de transportes terrestre carretero y ferroviario, acuático y marítimo. Excluye el transporte al interior de los establecimientos agropecuarios, comerciales, mineros e industriales.

Sendero energético: El sendero energético representa gráficamente las variaciones sufridas por la intensidad energética de la actividad económica interna (energía ofertada por unidad de PBI) en función de la evolución del sistema económico, medido por el PBI per cápita.

Solventes: Son aquellos Hidrocarburos que se obtienen en los procesos de destilación de petróleo crudo y del fraccionamiento de los líquidos del gas natural o del gas natural. Para efectos de la presente norma se consideran Solventes: Solvente N° 1, Solvente N° 3, Pentano, Hexano y Condensados del Gas Natural, para su aplicación como solvente.

Solventes químicos: Los solventes químicos, por lo general, son alcanolaminas en solución acuosa que reaccionan química y reversiblemente con los gases ácidos, por consiguiente, al elevar la temperatura se puede recuperar el solvente.

SOx: Compuestos integrados por azufre y oxígeno, producido por la combustión del azufre en el carbón, el petróleo, y el gas.

T

Tera: es un prefijo del Sistema Internacional de Unidades que indica un factor de 10^{12} , es decir, 1 000 000 000 000, el símbolo de este prefijo es al letra T.

Terajoule: 1 terajoule es equivalente a 1×10^{12} joule y se puede escribir como 1 TJ.

U

Unidades Originales: son las unidades en las que se reportan los diferentes energéticos para la elaboración del Balance.

Uranio: Elemento radiactivo con número atómico 92 y que, en la forma que se encuentra en los minerales naturales, tiene un peso atómico promedio aproximado de 238. Los dos isótopos naturales principales del uranio son el uranio-235, que es fisiónable, y el uranio-238, que es fértil. El uranio natural incluye también una cantidad pequeña de uranio-234. El uranio constituye la materia prima básica de la energía nuclear. Su símbolo químico es U.

Uso propio: Es la parte de la oferta total de energía primaria y secundaria, que el propio sector energético necesita para su funcionamiento. Es transformado en energía útil como calor, trabajo mecánico, iluminación, etc.

Y

Yareta: La yareta es una planta umbelífera que crece en zonas andinas de gran altitud. Este vegetal después de ser secado al ambiente es quemado como fuente combustible para uso doméstico generalmente en zonas rurales. Esta planta es conocida también por sus propiedades curativas

11.5.2 Siglas

B

Bbl	:	Unidad de medida de volumen, Barril.
BCF	:	Billones de pies cúbicos
BG	:	Bagazo.
BY	:	Bosta & Yareta.

C

CH ₄	:	Metano.
CM	:	Carbón mineral.
CO	:	Monóxido de carbono.
CO ₂	:	Dióxido de carbono.
CONAM	:	Consejo Nacional del Ambiente.
CV	:	Carbón vegetal.

D

DGE	:	Dirección General de Electricidad.
DGEE	:	Dirección General de Eficiencia Energética
DGH	:	Dirección General de Hidrocarburos.
DO	:	Diesel Oil.

G

GD	:	Gas Distribuido.
GLP	:	Gas Licuado de Petróleo GLP.
GN	:	Gas Natural.
GNV	:	Gas Natural Vehicular
GM	:	Gasolina de motor.
GR	:	Gas de Refinería.
GWh	:	Unidad de medida de energía, giga vatio hora.

I

IPCC : Intergovernmental Panel on Climate Change.

IFO : Intermediate Fuel Oil

K

kg : Unidad de medida de masa, Kilogramo.

kj : Kerosene Jet.

L

LE : Leña.

LGN : Líquidos de gas natural.

M

m³ : metro cúbico.

MBLS : Miles de barriles

MGO : Marine Gas Oil

MINEM : Ministerio de Energía y Minas.

MW : Unidad de medida de potencia, megavatio.

MWh : Unidad de medida de energía, megavatio hora.

N

NE : No energético.

O

OLADE : Organización Latinoamericana de Energía.

P

pc : pie cúbico.

PI : Petróleo Industrial.

PNUD : Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo.

PR : Petróleo Residual.

PT : Petróleo crudo.

S

SEIN : Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

SUNAT : Superintendencia Nacional de Administración Tributaria.

T

TCF	:	Trillones de pies cúbicos
TJ	:	terajoule.
Ton	:	tonelada.

BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA 2021

Versión Digital



MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
Av. Las Artes Sur 260, San Borja
Teléfono (+511) 4111100 Anexo 2601
www.minem.gob.pe

