INFORME EJECUTIVO

EVALUACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES, REUTILIZABLES Y RESIDUALES EN DIEZ (10) CIUDADES COLOMBIANAS / PROYECTO ÁREAS METROPOLITANAS

DISTRITOS TÉRMICOS
COLOMBIA

Gobierno del Cambio

ONUDI
ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS
PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL

MGM INNOVA
ENERGY SERVICES

FINAL REPORT

Julio de 2023

EVALUACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES, REUTILIZABLES Y RESIDUALES EN DIEZ (10) CIUDADES COLOMBIANAS / PROYECTO ÁREAS METROPOLITANAS

Distritos energéticos en Colombia – Fase II

CONTRATO No. 3000103519

ONUDI
ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS
PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL

DISTRITOS TÉRMICOS
COLOMBIA

MGM INNOVA
ENERGY SERVICES

MGM INNOVA
ENERGY SERVICES

Contenido

RESUMEN EJECUTIVO 1

1. LISTADO DE REVISIÓN DE FUENTES DE INFORMACIÓN SECUNDARIA 7

2. DESCRIPCIÓN DE METODOLOGÍA Y CONSIDERACIONES PARA LA ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL 11

2.1 ENERGÍA EÓLICA 12

2.2 ENERGÍA SOLAR 14

2.3 BIOMASA Y RESIDUOS SÓLIDOS 20

2.4 CALOR RESIDUAL 25

2.5 GEOTÉRMICA 29

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS 33

3.1 BOGOTÁ 36

3.1.1 Energía Eólica 40

3.1.2 Energía Solar 41

3.1.3 Biomasa y Residuos Sólidos 43

3.1.4 Calor Residual 44

3.1.5 Geotérmica 46

3.2 MEDELLÍN 48

3.2.1 Energía Solar 53

3.2.2 Biomasa y Residuos Sólidos 54

3.2.3 Calor Residual 55

3.2.4 Geotérmica 57

3.3 CARTAGENA 58

3.3.1 Energía Eólica 62

3.3.2 Energía Solar 63

3.3.3 Biomasa y Residuos Sólidos 65

3.3.4 Calor Residual 66

3.4 BARRANQUILLA 68

3.4.1 Energía Eólica 72

3.4.2 Energía Solar 73

3.4.3 Biomasa y Residuos Sólidos 75

3.4.4 Calor Residual 75

3.4.5 Geotérmica 77

3.5 MONTERÍA 78

3.5.1 Energía Solar ... 82
3.5.2 Biomasa y Residuos Sólidos ... 83
3.5.3 Calor Residual ... 84
3.6 CALI ... 86
3.6.1 Energía Eólica ... 90
3.6.2 Energía Solar ... 91
3.6.3 Biomasa y Residuos Sólidos ... 92
3.6.4 Calor Residual ... 94
3.7 BUCARAMANGA ... 95
3.7.1 Energía Solar ... 100
3.7.2 Biomasa y Residuos Sólidos ... 101
3.7.3 Calor Residual ... 103
3.7.4 Geotérmica ... 105
3.8 CÚCUTA ... 106
3.8.1 Energía Eólica ... 110
3.8.2 Energía Solar ... 111
3.8.3 Biomasa y Residuos Sólidos ... 112
3.8.4 Calor Residual ... 114
3.8.5 Geotérmica ... 116
3.9 NEIVA ... 117
3.9.1 Energía Eólica ... 121
3.9.2 Energía Solar ... 122
3.9.3 Biomasa y Residuos Sólidos ... 124
3.9.4 Calor Residual ... 125
3.9.5 Geotérmica ... 126
3.10 VILLAVICENCIO ... 128
3.10.1 Energía Solar ... 132
3.10.2 Biomasa y Residuos Sólidos ... 134
3.10.3 Calor Residual ... 135
3.10.4 Geotérmica ... 136
4. ANÁLISIS TÉCNICO Y DE COSTOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES, REUSABLES Y RESIDUALES ... 138
4.1 ENERGÍA EÓLICA ... 138
4.2 ENERGÍA SOLAR ... 154
4.3 BIOMASA Y RESIDUOS SÓLIDOS ... 157

4.4 CALOR RESIDUAL 161
4.5 GEOTÉRMICA 163
5. POLÍTICAS E INCENTIVOS NACIONALES EN ENERGÍAS RENOVABLES 166
6. CONCLUSIONES 172
7. ANEXOS 173
7.1 ANEXO METODOLOGICO ESTIMACIÓN DE APROVECHAMIETNO ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA 173
7.2 ANEXO METODOLÓGICO CALOR RESIDUAL 174
7.3 ANEXO METODOLÓGICO ENERGÍA GEOTÉRMICA 174
7.4 ANEXO METODOLÓGICO APROVECHAMIENTO ENERGÍA SOLAR TÉRMICA – ACS 176
7.5 ANEXO METODOLÓGICO ENERGÍA SOLAR TÉRMICA – REFRIGERACIÓN 177
7.6 ANEXO METODOLÓGICO CALCULO RETORNO INVERSIÓN SIMPLE 178
REFERENCIAS CONSULTADAS 179

MGM INNOVA
ENERGY SERVICES

Índice de figuras

Figura 1. Metodología de desarrollo para sistema eólico 12
Figura 2. Metodología de desarrollo para sistema solar fotovoltaico 15
Figura 3. Sistema fotovoltaico equipos 17
Figura 4. Metodología de desarrollo para sistema solar térmico 18
Figura 5. Sistema fotovoltaico térmico para ACS principio de funcionamiento. 19
Figura 6. Sistema fotovoltaico térmico para refrigeración 20
Figura 7. Metodología de desarrollo para energía a partir de la biomasa 21
Figura 8. Tecnologías de aprovechamiento de la cascarilla de arroz 22
Figura 9. Tecnologías de aprovechamiento de la cascarilla del cuesco de palma y el cisco de café 22
Figura 10. Metodología de desarrollo para energía a partir de residuos sólidos 24
Figura 11. Tecnologías de aprovechamiento del biogás 25
Figura 12. Metodología de desarrollo para energía a partir de calor residual 26
Figura 13. Proyección de ingresos operacionales para la división CIIU 10 - Elaboración de Alimentos 27
Figura 14. Metodología de desarrollo para el cálculo del potencial a partir de energía geotérmica. 29
Figura 15. Funcionamiento de un Ciclo Orgánico Rankine. 31
Figura 16. Tecnologías de aprovechamiento del potencial térmico de los reservorios. 32
Figura 17. Generación/reemplazo de (a) energía eléctrica, (b) gas natural y (c) refrigeración en Bogotá 36
Figura 18. Cobertura de la demanda (a) y reducción de emisiones (b) por energía eléctrica Bogotá 38
Figura 19. Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por gas natural en Bogotá 39
Figura 20. Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por refrigeración en Bogotá 39
Figura 21. Ubicación de fuentes hidrotermales en el departamento de Cundinamarca y Bogotá D.C. 46
Figura 22. Generación/reemplazo de (a) energía eléctrica, (b) gas natural y (c) refrigeración en Medellín 49
Figura 23. Cobertura de la demanda (a) y reducción de emisiones (b) por energía eléctrica Medellín 50
Figura 24. Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por gas natural en Medellín 51
Figura 25. Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por refrigeración en Medellín 52
Figura 26. Ubicación de fuentes hidrotermales en el departamento de Antioquia. 57
Figura 27. Generación/reemplazo de (a) energía eléctrica, (b) gas natural y (c) refrigeración en Cartagena 59
Figura 28. Cobertura de la demanda (a) y reducción de emisiones (b) por energía eléctrica Cartagena 60
Figura 29. Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por gas natural en Cartagena 61
Figura 30. Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por refrigeración en Cartagena 61

Figura 31. Generación/reemplazo de (a) energía eléctrica, (b) gas natural y (c) refrigeración en Barranquilla 69
Figura 32. Cobertura de la demanda (a) y reducción de emisiones (b) por energía eléctrica Barranquilla 70
Figura 33. Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por gas natural en Barranquilla 71
Figura 34. Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por refrigeración en Barranquilla 71
Figura 35. Ubicación de fuentes hidrotermales en el departamento de Atlántico. 77
Figura 36. Generación/reemplazo de (a) energía eléctrica, (b) gas natural y (c) refrigeración en Montería 79
Figura 37. Cobertura de la demanda (a) y reducción de emisiones (b) por energía eléctrica Montería 80
Figura 38. Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por gas natural en Montería 80
Figura 39. Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por refrigeración en Montería 81
Figura 40. Generación/reemplazo de (a) energía eléctrica, (b) gas natural y (c) refrigeración en Cali 86
Figura 41. Cobertura de la demanda (a) y reducción de emisiones (b) por energía eléctrica Cali 88
Figura 42. Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por gas natural en Cali 88
Figura 43. Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por refrigeración en Cali 89
Figura 44. Generación/reemplazo de (a) energía eléctrica, (b) gas natural y (c) refrigeración en Bucaramanga 96
Figura 45. Cobertura de la demanda (a) y reducción de emisiones (b) por energía eléctrica Bucaramanga ... 97
Figura 46. Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por gas natural en Bucaramanga 98
Figura 47. Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por refrigeración en Bucaramanga 99
Figura 48. Flujo y potencial energético de biogás en el relleno sanitario El Carrasco en Bucaramanga 102
Figura 49. Ubicación de fuentes hidrotermales en el departamento de Santander. 105
Figura 50. Generación/reemplazo de (a) energía eléctrica, (b) gas natural y (c) refrigeración en Cúcuta 106
Figura 51. Cobertura de la demanda (a) y reducción de emisiones (b) por energía eléctrica Cúcuta 107
Figura 52. Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por gas natural en Cúcuta 108
Figura 53. Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por refrigeración en Cúcuta 109
Figura 54. Ubicación de fuentes hidrotermales en el departamento de Norte de Santander. 116
Figura 55. Generación/reemplazo de (a) energía eléctrica, (b) gas natural y (c) refrigeración en Neiva 118
Figura 56. Cobertura de la demanda (a) y reducción de emisiones (b) por energía eléctrica Neiva 119
Figura 57. Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por gas natural en Neiva 120
Figura 58. Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por refrigeración en Neiva 121
Figura 59. Ubicación de fuentes hidrotermales en el departamento de Huila. 127
Figura 60. Generación/reemplazo de (a) energía eléctrica, (b) gas natural y (c) refrigeración en Villavicencio 129
Figura 61. Cobertura de la demanda (a) y reducción de emisiones (b) por energía eléctrica Villavicencio ... 130
Figura 62. Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por gas natural en Villavicencio 131

Figura 63. Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por refrigeración en Villavicencio 132
Figura 64. Ubicación de fuentes hidrotermales en el departamento de Meta. 136
Figura 65. Ubicación potencial parque eólico Barranquilla 140
Figura 66. Ubicación potencial parque eólico Cartagena 142
Figura 67. Evolución precio aerogeneradores en Estados Unidos 143
Figura 68. Evolución de fabricantes de venta y servicios de aerogeneradores onshore 144
Figura 69. Evolución de precio de instalación de proyecto total con aerogeneradores 144
Figura 70. Conexión de sistema de mini eólica 145
Figura 71. Vortex Bladeless funcionamiento. 146
Figura 72. Vortex Bladeless estructura 147
Figura 73. Aeromine tecnología aerogenerador 147
Figura 74. Aeromine aerogenerador 148
Figura 75. Dirección de viento Cartagena 149
Figura 76. Techo seleccionado UCG1, Cartagena 150
Figura 77. Techo seleccionado UCG8, Cartagena 150
Figura 78. Dirección de viento Barranquilla 151
Figura 79. Techo seleccionado Norte Centro Histórico, Barranquilla 151
Figura 80. Techo seleccionado Riomar, Barranquilla 152

Índice de tablas

Tabla 1. Resumen generación energía eléctrica por energía eólica en las ciudades objetivo del proyecto 1

Tabla 2. Resumen generación energía eléctrica por energía solar fotovoltaica y térmica en las ciudades objetivo del proyecto 2

Tabla 3. Resumen generación energía eléctrica por energía a partir de la biomasa y residuos sólidos en las ciudades objeto del proyecto 2

Tabla 4. Resumen Potencial Calor de Desecho a nivel global en las ciudades objeto del proyecto. 3

Tabla 5. Resumen Potencia Generación Eléctrica reservorios de Fuentes Hidrotermales cercanos a las ciudades objeto del proyecto. 3

Tabla 6. Listado de revisión de información secundaria de energías renovables, reutilizables y residuales 7

Tabla 7. *Zonas con mayores emisiones GEI Energía Estacionaria de los sectores Residencial, Comercial e Industrial para el año 2021.* 11

Tabla 8. *Densidad de aire de las ciudades* 13

Tabla 9. *Clasificación de velocidad de supervivencia de aerogeneradores* 14

Tabla 10. *Velocidad de supervivencia de aerogeneradores seleccionados* 14

Tabla 11. Distribución del porcentaje de calor de desecho por rango de temperatura en diferentes industrias27

Tabla 12. Consolidado tecnologías de aprovechamiento de las energías solar, solar térmica, biomasa, residuos sólidos, calor residual y geotérmica. 33

Tabla 13. Zonas de interés para la evaluación de reducción de emisiones GEI de los Sectores Industrial y Comercial mediante Distritos Térmicos en diez (10) ciudades de Colombia. 34

Tabla 14. Energía producida por tipo de aerogenerador en Bogotá 40

Tabla 15. Horas equivalentes y factor de carga en Bogotá 41

Tabla 16. Potencia y generación de energía por zona de interés con mini aerogeneradores en Bogotá 41

Tabla 17. Energía producida (MWh/año) sistema FV en zonas de interés, Bogotá 42

Tabla 18. ACS (m^3) solar térmico, Bogotá 42

Tabla 19. Solar térmico refrigeración (toneladas refrigeración – TR), Bogotá 42

Tabla 20. Ahorro esperado total Bogotá 43

Tabla 21. Rutas de aprovechamiento para el biogás en la ciudad de Bogotá 43

Tabla 22. Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica, gas natural y refrigeración en las zonas de interés de Bogotá 44

Tabla 23. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica a nivel ciudad en Bogotá 44

Tabla 24. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica en las zonas de interés de Bogotá 45

Tabla 25. Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica y gas natural en las zonas de interés de Bogotá ... 46

Tabla 26. Estimación potencia generación eléctrica (MW) de los reservorios cercanos a la ciudad de Bogotá. 47

Tabla 27. Estimación potencia generación térmica (MW) de los reservorios cercanos a la ciudad de Bogotá. 47

Tabla 28. Edificaciones aledañas de los reservorios cercanos a la ciudad de Bogotá. 48

Tabla 29. Energía producida (MWh/año) sistema FV en zonas de interés, Medellín 53

Tabla 30. ACS (m^3) solar térmico, Medellín 53

Tabla 31. Solar térmico refrigeración (toneladas refrigeración – TR), Medellín 53

Tabla 32. Ahorro esperado total Medellín 54

Tabla 33. Generación eléctrica a partir de biogás en Medellín 54

Tabla 34. Rutas de aprovechamiento para el biogás en la ciudad de Medellín 55

Tabla 35. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica a nivel ciudad en Medellín 55

Tabla 36. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica en las zonas de interés de Medellín 56

Tabla 37. Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica, gas natural y refrigeración en las zonas de interés de Medellín 57

Tabla 38. Estimación potencia generación térmica (MW) de los reservorios cercanos a la ciudad de Medellín. 58

Tabla 39. Energía producida por tipo de aerogenerador en Cartagena 62

Tabla 40. Horas equivalentes y factor de carga en Cartagena 63

Tabla 41. Potencia y generación de energía por zona de interés con mini aerogeneradores en Cartagena ... 63

Tabla 42. Energía producida (MWh/año) sistema FV en zonas de interés, Cartagena 64

Tabla 43. ACS (m^3) solar térmico, Cartagena 64

Tabla 44. Solar térmico refrigeración (toneladas refrigeración – TR), Cartagena 64

Tabla 45. Ahorro esperado total Cartagena 64

Tabla 46. Plantas de beneficio de palma de aceite ubicadas en el departamento de Bolívar 65

Tabla 47. Generación eléctrica a partir de biogás en Cartagena 65

Tabla 48. Rutas de aprovechamiento para el biogás en la ciudad de Cartagena 65

Tabla 49. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica a nivel ciudad en Cartagena 66

Tabla 50. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica en las zonas de interés de Cartagena 67

Tabla 51. Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica, gas natural y refrigeración en las zonas de interés de Cartagena 67

Tabla 52. Energía producida por tipo de aerogenerador en Barranquilla 72

Tabla 53. Horas equivalentes y factor de carga en Barranquilla 73

Tabla 54. Potencia y generación de energía por zona de interés con mini aerogeneradores en Barranquilla . 73

Tabla 55. Energía producida (MWh/año) sistema FV en zonas de interés, Barranquilla 74

Tabla 56. ACS (m^3) solar térmico, Barranquilla 74

Tabla 57. Solar térmico refrigeración (toneladas refrigeración – TR), Barranquilla 74

Tabla 58. Ahorro esperado total Barranquilla 74

Tabla 59. Generación eléctrica a partir de biogás en Barranquilla 75

Tabla 60. Rutas de aprovechamiento para el biogás en la ciudad de Barranquilla 75

Tabla 61. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica a nivel ciudad en Barranquilla 76

Tabla 62. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica en las zonas de interés de Barranquilla 77

Tabla 63. Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica, gas natural y refrigeración en las zonas de interés de Cartagena 77

Tabla 64. Estimación potencia generación térmica (MW) de los reservorios cercanos a la ciudad de Barranquilla. 78

Tabla 65. Energía producida (MWh) sistema FV en zonas de interés, Montería 82

Tabla 66. ACS (m^3) solar térmico, Montería 82

Tabla 67. Solar térmico refrigeración (toneladas refrigeración – TR), Montería 82

Tabla 68. Ahorro esperado total Montería 83

Tabla 69. Generación eléctrica a partir de biogás en Montería 83

Tabla 70. Generación eléctrica a partir de biogás en Montería 83

Tabla 71. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica a nivel ciudad en Montería 84

Tabla 72. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica en las zonas de interés de Montería 85

Tabla 73. Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica, gas natural y refrigeración en las zonas de interés de Montería 85

Tabla 74. Energía producida por tipo de aerogenerador en Cali 90

Tabla 75. Horas equivalentes y factor de carga en Cali 90

Tabla 76. Potencia y generación de energía por zona de interés con mini aerogeneradores en Cali 91

Tabla 77. Energía producida (MWh/año) sistema FV en zonas de interés, Cali 91

Tabla 78. ACS (m^3) solar térmico, Cali 91

Tabla 79. Solar térmico refrigeración (toneladas refrigeración – TR), Cali 92

Tabla 80. Ahorro esperado total Cali 92

Tabla 81. Disponibilidad y estimación de generación eléctrica a partir de residuos en Cali 92

Tabla 82. Generación eléctrica a partir de biogás en Cali 93

Tabla 83. Generación eléctrica a partir de biomasa y biogás en Cali 93

Tabla 84. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica a nivel ciudad en Cali 94

Tabla 85. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica en las zonas de interés de Cali 95

Tabla 86. Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica, gas natural y refrigeración en las zonas de interés de Cali 95

Tabla 87. Energía producida (MWh/año) sistema FV en zonas de interés, Bucaramanga 100

Tabla 88. ACS (m^3) solar térmico, Bucaramanga 100

Tabla 89. Solar térmico refrigeración (toneladas refrigeración – TR), Bucaramanga 100

Tabla 90. Ahorro esperado total Bucaramanga 101

Tabla 91. Disponibilidad y estimación de generación eléctrica a partir de residuos en Bucaramanga 101

Tabla 92. Rutas de aprovechamiento para el biogás en la ciudad de Bucaramanga 102

Tabla 93. Generación eléctrica a partir de biogás en Bucaramanga 103

Tabla 94. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica a nivel ciudad en Bucaramanga 103

Tabla 95. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica en las zonas de interés de Bucaramanga 104

Tabla 96. Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica, gas natural y refrigeración en las zonas de interés de Montería 104

Tabla 97. Estimación potencia generación eléctrica (MW) de los reservorios cercanos a la ciudad de Bucaramanga. 105

Tabla 98. Energía producida por tipo de aerogenerador en Cúcuta 110

Tabla 99. Horas equivalentes y factor de carga en Cúcuta 111

Tabla 100. Potencia y generación de energía por zona de interés con mini aerogeneradores en Cúcuta 111

Tabla 101. Energía producida (MWh/año) sistema FV en zonas de interés, Cúcuta 111

Tabla 102. ACS (m^3) solar térmico, Cúcuta 112

Tabla 103. Solar térmico refrigeración (toneladas refrigeración – TR), Cúcuta 112

Tabla 104. Ahorro esperado total Cúcuta 112

Tabla 105. Disponibilidad y estimación de generación eléctrica a partir de residuos en Cúcuta 113

Tabla 106. Generación eléctrica a partir de biogás en Cúcuta 113

Tabla 107. Rutas de aprovechamiento para el biogás en la ciudad de Cúcuta 113

Tabla 108. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica a nivel ciudad en Cúcuta 114

Tabla 109. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica en las zonas de interés de Cúcuta 115

Tabla 110. Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica, gas natural y refrigeración en las zonas de interés de Montería 115

Tabla 111. Estimación potencia generación eléctrica (MW) de los reservorios cercanos a la ciudad de Cúcuta. 116

Tabla 112. Estimación potencia generación térmica (MW) de los reservorios cercanos a la ciudad de Cúcuta. 117

Tabla 113. Energía producida por tipo de aerogenerador en Neiva 121

Tabla 114. Horas equivalentes y factor de carga en Neiva 122

Tabla 115. Potencia y generación de energía por zona de interés con mini aerogeneradores en Neiva 122

Tabla 116. Energía producida (MWh/año) sistema FV en zonas de interés, Neiva 123

Tabla 117. ACS (m^3) solar térmico, Neiva 123

Tabla 118. Solar térmico refrigeración (toneladas refrigeración – TR), Neiva 123

Tabla 119. Ahorro esperado total Neiva 124

Tabla 120. Disponibilidad y estimación de generación eléctrica a partir de residuos en Neiva 124

Tabla 121. Generación eléctrica a partir de biogás en Neiva 124

Tabla 122. Rutas de aprovechamiento para el biogás en la ciudad de Neiva 125

Tabla 123. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica a nivel ciudad en Neiva 125

Tabla 124. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica en las zonas de interés de Neiva 126

Tabla 125. Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica, gas natural y refrigeración en las zonas de interés de Neiva 126

Tabla 126. Estimación potencia generación eléctrica (MW) de los reservorios cercanos a la ciudad de Neiva. 127

Tabla 127. Estimación potencia generación térmica (MW) de los reservorios cercanos a la ciudad de Neiva. 128

Tabla 128. Energía producida (MWh/año) sistema FV en zonas de interés, Villavicencio 133

Tabla 129. ACS (m^3) solar térmico, Villavicencio 133

Tabla 130. Solar térmico refrigeración (toneladas refrigeración – TR), Villavicencio 133

Tabla 131. Ahorro esperado total Villavicencio 133

Tabla 132. Disponibilidad y estimación de generación eléctrica a partir de residuos en Villavicencio 134

Tabla 133. Generación eléctrica a partir de biogás en Villavicencio 134

Tabla 134. Rutas de aprovechamiento para el biogás en la ciudad de Villavicencio 134

Tabla 135. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica a nivel ciudad en Villavicencio 135

Tabla 136. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica en las zonas de interés de Villavicencio 136

Tabla 137. Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica, gas natural y refrigeración en las zonas de interés de Villavicencio 136

Tabla 138. Estimación potencia generación térmica (MW) de los reservorios cercanos a la ciudad de Villavicencio. 137

Tabla 139. Especificaciones técnicas de aerogeneradores 138

Tabla 140. *Energía producida parque eólico* 143

Tabla 141. *Costo de inversión para un parque eólico* 145

Tabla 142. Casos estudio sistemas híbridos 148

Tabla 143. Cantidad de mini aerogeneradores, sistema hibrido 152

Tabla 144. Inversión y retorno simple instalación de sistema con mini aerogeneradores 153

Tabla 145. Cálculos económicos, sistema FV 154

Tabla 146. Cálculos económicos, sistema térmico ACS 155

Tabla 147. Cálculos económicos, sistema térmico refrigeración 156

Tabla 148. Cálculos económicos para microturbinas con biometano de residuos sólidos..... 157
Tabla 149. Cálculos económicos para caldera + chiller con biometano de residuos sólidos..... 158
Tabla 150. Cálculos económicos para chiller de fuego directo con biometano..... 158
Tabla 151. Cálculos económicos para caldera + turbina de vapor con cuesco de palma..... 159
Tabla 152. Cálculos económicos para caldera + turbina de vapor con cisco de café..... 159
Tabla 153. Cálculos económicos para gasificador + motor con cascarilla de arroz..... 159
Tabla 154. Cálculos económicos para gasificador + motor + chiller con cascarilla de arroz 160
Tabla 155. Cálculos económicos para caldera + chiller con cuesco de palma 160
Tabla 156. Cálculos económicos para caldera + chiller con cisco de café..... 160
Tabla 157. Cálculos económicos para caldera de recuperación en calor residual..... 161
Tabla 158. Cálculos económicos para chiller de absorción en calor residual 162
Tabla 159. Cálculos económicos de plantas geotérmicas..... 164
Tabla 160. Cálculos económicos para..... 164
Tabla 161. Incentivos y programas para la estimulación de FNCER y Eficiencia Energética..... 166
Tabla 161. Valores de los parámetros para la estimación de potencial geotérmicos en los reservorios. 175

RESUMEN EJECUTIVO

En el siguiente apartado se exponen las conclusiones a partir de los resultados de la estimación del aprovechamiento de las energías Eólica, Solar tanto fotovoltaica como térmica, a partir de la biomasa y residuos sólidos, a partir de calor residual y geotérmica; analizadas para las (10) ciudades de Colombia.

La energía eólica se analiza conociendo el potencial de velocidad de viento y su distribución de Weibull[1] que tiene cada una de las ciudades, en donde Barranquilla y Cartagena presentan un alto potencial ya que las velocidades son superiores a 4,5 m/s durante todo el año; y las ciudades de Neiva, Cúcuta, Cali y Bogotá presentan un aprovechamiento de viento mensual debido a que no todos los meses del año cuentan con una velocidad optima de viento. De esta forma, el planteamiento para el aprovechamiento del potencial de energía eólica se realiza a partir del análisis de aerogeneradores con diferentes potencias en las ciudades, de alta potencia tales como de 1,5 MW y 2 MW; de baja potencia como de 800 kW y 100 kW y mini aerogeneradores de 6 kW, 4 kW y 1 kW.

Para Barranquilla y Cartagena siendo ciudades con alto potencial, se plantea el aprovechamiento de la energía eólica con aerogeneradores de alta potencia de 1,5 MW y 2 MW con horas equivalentes de aprovechamiento de más de 4.000 horas para Cartagena y 5.000 horas para Barranquilla, lo que hace que este tipo de aerogenerador sea de gran utilidad para potenciales parques eólico en zonas cercanas a las ciudades. Estos dos tipos de aerogeneradores tendrían una producción de energía anual de 5.727 MWh/año y 7.570 MWh/año en la ciudad de Cartagena; y una producción de energía anual de 7.213 MWh/año y 9.511 MWh/año en la ciudad de Barranquilla. Asimismo, se realiza el análisis con mini aerogeneradores los cuales requieren menos infraestructura y pueden ser instalados en techos de zonas urbanas, donde para la ciudad de Barranquilla tendría unas horas anuales de funcionamiento entre 3.100 horas y una generación de energía eléctrica de 760 MWh/año y 2.300 horas con una generación de energía eléctrica anual de 326 MWh/año para la ciudad de Cartagena, teniendo el mayor potencial de aprovechamiento de esta energía. Por otro lado, las ciudades de Bogotá, Cali, Neiva y Cúcuta cuentan con un potencial de aprovechamiento de viento mensual durante cerca de 6 meses durante el año con unas horas de funcionamiento mensual de 192 horas. La producción de energía eléctrica en la ciudad de Bogotá 183 MWh/año; Cali una producción de energía de 340 MWh/año; la ciudad de Neiva una producción de 185 MWh/año y por último la ciudad de Cúcuta con una producción de energía eléctrica de 138 MWh/año.

En cuanto a la energía solar, se realizó la estimación del aprovechamiento del potencial a partir de sistemas fotovoltaicos y térmicos, teniendo en cuenta las tres (3) zonas/ divisiones políticas con mayores emisiones GEI por Energía Estacionaria de acuerdo con los resultados de los inventarios de emisiones GEI línea base 2016-2020 y proyecciones 2021-2030 de cada ciudad (MGM Innova Energy Services et al., 2022) para ONUDI contrato 3000093750 (ver ***Tabla 7***), donde la producción de energía se ve relacionada con la disponibilidad de área de techos o terrenos para la instalación de posibles paneles fotovoltaicos o colectores solares y chillers de absorción para el sistema térmico.

De esta forma, las ciudades de Neiva y Villavicencio presentan la mayor disponibilidad de áreas obteniendo resultados de generación de energía eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos de 29.499 MWh/año y 22.538 MWh/año respectivamente; reemplazo de gas natural a partir del Agua Caliente Sanitaria -ACS- producida por los sistemas térmicos de 5.636.637 (m^3/año) en Villavicencio y 8.829.793 (m^3/año) en Neiva y refrigeración a partir del sistema térmico junto con un chiller de absorción obteniendo resultados de 3.824 TR/año en

[1] La distribución de Weibull es un método de distribución de probabilidad que permite procesar los datos de variación de las velocidades de viento que dependen de factores geográficos como la ubicación, condiciones climáticas, paisaje, perfil de la superficie, entre otros (Wais, 2017).

Villavicencio y 4.901 TR/año en Neiva. En donde las divisiones políticas Oriental en Neiva y Popular en Villavicencio son las zonas de interés con mayor potencial de aprovechamiento de energía solar fotovoltaica y energía solar térmica.

Seguido por la ciudad de Cali que presenta generación de energía eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos de 21.408 MWh/año; reemplazo de gas natural a partir del Agua Caliente Sanitaria -ACS- producida por los sistemas térmicos de 6.391.359 (m^3/año) y refrigeración a partir del sistema térmico junto con un chiller de absorción obteniendo resultados de 2.787 TR/año. En donde las divisiones políticas Comuna 17 es la zona de interés con mayor potencial de aprovechamiento de energía solar fotovoltaica y energía solar térmica.

Acerca de los resultados del aprovechamiento del potencial de energía a partir de la biomasa, las ciudades de Neiva, Cúcuta y Villavicencio tienen alto potencial para el aprovechamiento de cascarilla de arroz, cisco de café y cuesco de palma ya que hay una gran disponibilidad de las biomasas en ton/año. En la ciudad Neiva a partir del aprovechamiento de la biomasa de cascarilla de arroz a través de un sistema de gasificación acoplado con un motor se estima una generación de energía eléctrica de 39.849 MWh/año; asimismo se estima el aprovechamiento a partir de un conjunto de tecnologías de gasificador, motor y chiller eléctrico para la generación de refrigeración de 67.744.013 TR/año y a partir de un conjunto de tecnologías de un gasificador, caldera y chiller de absorción para la generación de refrigeración de 38.824.720 TR/año.

En la ciudad Neiva a partir del aprovechamiento de la biomasa de cascarilla de arroz a través de un sistema de gasificación acoplado con un motor se estima una generación de energía eléctrica de 27.894 MWh/año; asimismo se estima el aprovechamiento a partir de un conjunto de tecnologías de gasificador, motor y chiller eléctrico para la generación de refrigeración de 47.419.963 TR/año y a partir de un conjunto de tecnologías de un gasificador, caldera y chiller de absorción para la generación de refrigeración de 27.176.819 TR/año.

En la ciudad de Villavicencio a partir del aprovechamiento de la biomasa de cuesco de palma a través de un sistema de caldera y turbina de vapor se estima una generación de energía eléctrica de 69.014 MWh/año; asimismo se estima el aprovechamiento a partir de un conjunto de tecnologías de caldera, turbina de vapor y chiller eléctrico para la generación de refrigeración de 115.023.443 TR/año y a partir de un conjunto de tecnologías de caldera y chiller de absorción para la generación de refrigeración de 56.260.212 TR/año.

En cuanto al aprovechamiento de la energía a partir de residuos sólidos disponibles en rellenos sanitarios, las ciudades de Bogotá y Barranquilla presentan alto potencial de aprovechamiento de este tipo de energía debido a la disponibilidad de biogás de los rellenos sanitarios Doña Juana (Bogotá) y Los Pocitos (Barranquilla). En la ciudad de Bogotá a partir del aprovechamiento de la conversión del biogás en biometano a través de un sistema de microturbina se estima una generación de energía eléctrica de 123.939 MWh/año; y mediante la inyección a la red de biometano se estima como reemplazo de gas natural de 41.730.450 m^3/año.

En la ciudad de Barranquilla a partir del aprovechamiento de la conversión del biogás en biometano a través de un sistema de microturbina se estima una generación de energía eléctrica de 91.305 MWh/año; y mediante la inyección a la red de biometano se estima como reemplazo de gas natural de 30.742.344 m^3/año.

Pasando a los resultados del aprovechamiento de la energía a partir de calor residual, se estimó para todas las divisiones políticas en las ciudades y en las zonas de interés para la reducción de emisiones GEI mediante Distritos Térmicos de cada ciudad (para ONUDI contrato 3000093750 MGM Innova Energy Services et al., 2022), siendo Cartagena, Bogotá y Medellín las ciudades con mayor potencial. En donde, la ciudad de Cartagena en la división política UCG11 presenta un mayor potencial de energía a partir de calor residual con un aprovechamiento mediante una caldera de recuperación para el reemplazo de gas natural 10.767.195 m^3/año y aprovechamiento mediante un chiller eléctrico para el reemplazo de energía eléctrica de 32.585 MWh/año.

La ciudad de Bogotá en la división política Chapinero presenta un mayor potencial de energía a partir de calor residual con un aprovechamiento mediante una caldera de recuperación para el reemplazo de gas natural 4.868.445 m^3/año y aprovechamiento mediante un chiller eléctrico para el reemplazo de energía eléctrica de 14.712 MWh/año. Y la ciudad de Medellín en la división política Guayabal presenta un mayor potencial de energía a partir de calor residual con un aprovechamiento mediante una caldera de recuperación para el reemplazo de gas natural 4.340.575 m^3/año y aprovechamiento mediante un chiller eléctrico para el reemplazo de energía eléctrica de 13.161 MWh/año.

Con respecto a los resultados de la estimación del potencial en energía geotérmica a partir del método volumétrico, se obtuvieron resultados de potencial de energía eléctrica y potencial térmicos de las fuentes hidrotermales y/o reservorios. En donde la fuente hidrotermal Bavaria que se encuentra a 10 km de la ciudad de Bogotá presenta una generación de energía eléctrica de 5.376 MWh/año mediante el aprovechamiento en plantas geotérmicas, seguido por el reservorio constituido por las fuentes hidrotermales Termales del Municipio, Interhuila y La Palma cercano a la ciudad de Neiva con una generación de energía eléctrica de 5.377 MWh/año y la fuente hidrotermal Aguas de Vichy ubicada a 49 km de Bucaramanga con 4.481 MWh/año de generación de energía eléctrica.

De acuerdo con los resultados de aprovechamiento del potencial de las energías renovables, reusables y residuales a partir de diferentes sistemas de tecnologías para la generación y/o reemplazo de energía eléctrica, gas natural y refrigeración; permitió estimar la cobertura en la demanda de los potenciales Distritos Térmicos (para ONUDI contrato 3000093750 MGM Innova Energy Services et al., 2022) y la reducción de emisiones GEI de las zonas de interés (ver **Tabla 13**). En donde gran parte de la oferta a partir del aprovechamiento de las energías renovables mediante los diferentes sistemas de tecnologías superan a la demanda de los Distritos Térmicos en las zonas de interés en las ciudades, evidenciando su potencial uso. Sin embargo, el porcentaje de cobertura de la demanda de energía eléctrica de los Distritos en las ciudades de Cartagena y Barranquilla a partir de los mini aerogeneradores (6kW) es bajo correspondiente al 0,15% y 23% respectivamente.

Las tecnologías de solar térmica para sistema de ACS y la inyección a red de biometano de los residuos sólidas supera el 100% de la demanda de gas natural de Distritos Térmicos de cada una de las ciudades, con excepción de la ciudad de Medellín, donde para la tecnología de aprovechamiento por medio de biometano cubre el 52%.

Asimismo, el potencial uso de las energías renovables para la cobertura de la demanda de los Distritos Térmicos presentan reducciones en las emisiones GEI del sector Industrial y Comercial en las zonas de interés de las ciudades al sustituir los consumos a partir de la red eléctrica y la red de gas; con el objetivo de fomentar el uso y aprovechamiento de energías no convencionales en estrategias para la reducción de emisiones gases efecto invernadero emitidas por el sector Industrial y Comercial.

Finalmente, se estiman los costos aproximados asociados a la inversión de los sistemas de tecnologías para el aprovechamiento de las energías renovables, reusables y residuales. Asimismo, existen ciertos factores económicos que deben ser evaluados para la implementación de los diferentes tipos de tecnologías, como lo son costos de importación, costos de generación por tecnología, costo de disponibilidad de la tecnología, instalación, operación & mantenimiento. Para este estudio se propone retornos simples de la inversión en años para cada una de las tecnologías en cada ciudad. Siendo tecnologías para el aprovechamiento de calor residual mediante chiller de absorción con un retorno inferior a los 5 años, caldera de recuperación con retorno inferior al año; aprovechamiento de biogás mediante microturbinas con retorno inferior a los 5 años; aprovechamiento de energía solar mediante sistemas fotovoltaicos inferior a 4 años y aprovechamiento eólica con un retorno entre los 6 y 34 años.

INTRODUCCIÓN

El presente informe corresponde al Final Report del Contrato No. 3000103519 suscrito por ONUDI y MGM Innova Energy Services para la realización de una "*Evaluación del Potencial de Energías Renovables, Reusables y Residuales en diez (10) ciudades de Colombia, en el marco del proyecto Distritos Energéticos – Fase II";* el cual presenta los resultados de la estimación del aprovechamiento del potencial de las energías renovables tales como la energía eólica, energía solar fotovoltaica y térmica, energía a partir de la biomasa y residuos sólidos, energía a partir del calor residual y energía geotérmica en las ciudades de Bogotá, Medellín, Cartagena, Barranquilla, Montería, Cali, Bucaramanga, Cúcuta, Neiva y Villavicencio.

Inicialmente, en el **Capítulo 1 se realiza el complemento de la revisión detallada de información y/o estudios disponibles** y relevantes tanto a nivel nacional como local de las fuentes de energía y las tecnologías asociadas para su aprovechamiento. El listado de revisión inicial de fuentes información secundaría se presentó en el Progress Report.

El **Capítulo 2 se presenta las fases metodológicas** para la evaluación y estimación del potencial y aprovechamiento de energía renovables, reusables y residuales para las diez (10) ciudades de Colombia; se tomaron en cuenta zonas/ divisiones políticas con mayores emisiones GEI por Energía Estacionaria de acuerdo con los resultados de los inventarios de emisiones GEI línea base 2016-2020 y proyecciones 2021-2030 de cada ciudad (MGM Innova Energy Services et al., 2022) para ONUDI contrato 3000093750; con el objetivo de articular áreas para el uso de una energía renovable para la reducción de las emisiones GEI en las ciudades.

En las metodologías presentadas se tiene los análisis ya sea a nivel global para la estimación del potencial y aprovechamiento total de la ciudad en las diferentes energías renovables y a nivel específico y detallado para las energías solar fotovoltaica y térmica y energía a partir del calor residual, ya que se tiene en cuenta características propias como las áreas disponibles y la ubicación de empresa del sector industrial y comercial en las zonas de interés para la evaluación de reducción de emisiones GEI mediante Distritos Térmicos (MGM Innova Energy Services et al., 2022) para ONUDI contrato 3000093750.

Posteriormente, luego de la definición de la metodología, en el **Capítulo 3, se exponen los análisis de resultados** para la estimación del aprovechamiento del potencial de las fuentes de energía solar, eólica, energía a partir del calor residual, energía a partir de la biomasa y de residuos sólidos y energía geotérmica; a partir del análisis de diferentes tecnologías de aprovechamiento. En dicho capítulo se presentan los resultados para cada una de las ciudades objetivo del proyecto y las fuentes de energía renovable asociadas, como se resume a continuación:

- En cuanto a la **energía eólica**, se presenta los resultados de potencial aprovechamiento de energía mediante la evaluación de aerogeneradores de diferentes potenciales con el objetivo de estimar la producción de energía y horas equivalentes de funcionamiento en un año para las ciudades de Barranquilla y Cartagena, y mensual para las ciudades de Bogotá, Cali, Neiva y Cúcuta. En la **Tabla 1** se presenta el consolidado de información de generación de energía eléctrica a partir de los Aerogeneradores de 2 MW y mini aerogenerador de 6 kW.

Tabla 1. *Resumen generación energía eléctrica por energía eólica en las ciudades objetivo del proyecto*

Ciudad	Energía producida Aerogenerador 2 MW (MWh/año)	Energía producida mini aerogenerador 6kW (MWh/año)
Barranquilla	9.511	760
Cartagena	7.570	440
Bogotá	506	183
Cali	595	340
Neiva	607	185

Ciudad	Energía producida Aerogenerador 2 MW (MWh/año)	Energía producida mini aerogenerador 6kW (MWh/año)
Cúcuta	613	194

Fuente: Elaboración propia.

- Para el tema de **energía solar** se estudió el potencial fotovoltaico y solar térmico en las zonas de interés con mayores emisiones GEI en las diez (10) ciudades. En la **Tabla 2** se observa el consolidado de resultados de generación eléctrica por sistemas fotovoltaicos y térmico refrigeración y resultados de disponibilidad de Agua Caliente Sanitaria -ACS- en las ciudades objeto del proyecto.

Tabla 2. *Resumen generación energía eléctrica por energía solar fotovoltaica y térmica en las ciudades objetivo del proyecto*

Ciudad	Energía producida Sistema Fotovoltaico (MWh/año)	Energía producida Térmico Refrigeración (MWh/año)	Disponibilidad ACS (m^3/día)
Barranquilla	10.378	6.317	1.809
Cartagena	10.594	6.125	1.781
Bogotá	18.612	12.848	3.416
Cali	20.408	14.243	3.631
Neiva	29.499	19.676	5.086
Cúcuta	9.886	5.508	1.577
Montería	11.930	7.382	2.113
Bucaramanga	7.557	4.002	955
Villavicencio	22.538	12.561	3.247
Medellín	12.218	8.365	2.022

Fuente: Elaboración propia.

- Para la estimación del potencial de **energía a partir de la biomasa** se identificaron en las ciudades objeto de estudio cultivos de café, arroz, caña de azúcar y palma de aceite y en **energía a partir de los residuos sólidos** se obtuvieron considerando los datos de los reportes de Superservicios en 2021 sobre la disposición de residuos y la información de los informes de gestión de los rellenos sanitario que se encuentran a menos de 50 km de las ciudades objeto de estudio. En la **Tabla 3** se presenta el consolidado de resultados de energía producida a partir de la Biomasa y Residuos Sólidos en las ciudades objeto del proyecto.
  Las ciudades Barranquilla y Bogotá no presentan potencial a partir de la biomasa debido a que no se encuentran cultivos cercanos en las ciudades.

Tabla 3. *Resumen generación energía eléctrica por energía a partir de la biomasa y residuos sólidos en las ciudades objeto del proyecto*

Ciudad	Energía producida por Biomasa (MWh/año)	Energía producida por Biogás por Rellenos Sanitarios (MWh/año)
Barranquilla	0	112.602
Cartagena	137	38.655
Bogotá	0	152.848
Cali	3.939	70.674
Neiva	40.828	9
Cúcuta	30.612	48.186
Montería	2.485	5.679
Bucaramanga	8.519	10.608
Villavicencio	96.434	5.102

Ciudad	Energía producida por Biomasa (MWh/año)	Energía producida por Biogás por Rellenos Sanitarios (MWh/año)
Medellín	2.832	18.146

Fuente: Elaboración propia.

Cabe resaltar que las fuentes de biomasa presentadas en este reporte son el resultado del análisis de disponibilidad este tipo de recurso en las diferentes ciudades.

- Para el análisis de estimación del potencial de **energía a partir de calor residual** se realizó a partir de dos enfoques; a nivel global el potencial de calor de desecho en la ciudad en cada una de las divisiones políticas y a nivel específico en las empresas del sector industrial y comercial que se encuentran en las zonas de interés para la evaluación de reducción de emisiones GEI mediante Distritos Térmicos. En la **Tabla 4** se presenta el consolidado de los resultados de calor de desecho total en las ciudades objeto del proyecto.

Tabla 4. *Resumen Potencial Calor de Desecho a nivel global en las ciudades objeto del proyecto.*

Ciudad	Calor residual (MWh_t/año)
Barranquilla	224.648
Cartagena	833.195
Bogotá	518.285
Cali	77.544
Neiva	218
Cúcuta	17.706
Montería	155.550
Bucaramanga	14.204
Villavicencio	9.436
Medellín	205.063

Fuente: Elaboración propia

- Frente a los hallazgos para la evaluación del potencial en **energía geotérmica** se consultó información clave como las propiedades geoquímicas, geofísicas y geológicas de las fuentes hidrotermales que se encuentran ubicadas a menos de 50 km de distancia de las ciudades objeto de estudio. Para el análisis se agruparon fuentes hidrotermales de acuerdo con su proximidad y sean consideradas de la misma alteración termal, con potencial eléctrico y potencial térmico. En la **Tabla 5** se consolida la potencia y generación eléctrica de la energía geotérmica a partir de fuentes hidrotermales y/o reservorios.

Tabla 5. *Resumen Potencia Generación Eléctrica reservorios de Fuentes Hidrotermales cercanos a las ciudades objeto del proyecto.*

Ciudad	Código del Reservorio	Fuente Hidrotermal	Potencia Generación Eléctrica (MW_e)	Energía Eléctrica (MWh/año)
Neiva	H-2	Termales del municipio	0,61	5,377
		Interhuila		
		La Palma		
	H-4	El Rosal (2)	0,13	1,059
Bucaramanga	B-1	Aguas de Vichy	0,55	4,481
Cúcuta	NS-2	Los Termales	0,14	1,141
		El Raizón		
Bogotá	BG-1	Bavaria	0,66	5,376
	CD-1	La Rivera	0,3	2,444
Neiva	H-2	Termales del municipio	0,61	5,377

Fuente: Elaboración propia.

Asimismo, se presenta los resultados de aprovechamiento del potencial de las energías renovables, reusables y residuales a partir de diferentes sistemas de tecnologías para la generación y/o reemplazo de energía eléctrica, gas natural y refrigeración; el cual permite estimar la cobertura en la demanda de los potenciales Distritos Térmicos (para ONUDI contrato 3000093750 MGM Innova Energy Services et al., 2022) y la reducción de emisiones GEI de las zonas de interés. En donde gran parte de la oferta a partir del aprovechamiento de las energías renovables mediante los diferentes sistemas de tecnologías superan a la demanda de los Distritos Térmicos en las zonas de interés en las ciudades, evidenciando su potencial uso.

Asimismo, el potencial uso de las energías renovables para la cobertura de la demanda de los Distritos Térmicos presentan reducciones en las emisiones GEI del sector Industrial y Comercial en las zonas de interés de las ciudades al sustituir los consumos a partir de la red eléctrica y la red de gas; con el objetivo de fomentar el uso y aprovechamiento de energías no convencionales en estrategias para la reducción de emisiones gases efecto invernadero emitidas por el sector Industrial y Comercial.

Posteriormente, en el **Capítulo 4 se presenta el análisis para cada una de las energías renovables** teniendo en cuenta las especificaciones para el aprovechamiento de éstas, costos aproximados de inversión, tarifas de uso y un análisis de retorno de la inversión simple para el aprovechamiento de las energías renovables en cada una de las ciudades**.**

En cuanto a la energía eólica se realiza un análisis de un planteamiento de parques eólicos para las ciudades de Cartagena y Barranquilla, ya que son las ciudades que presentan mayor potencial de viento por su ubicación geográfica. El análisis incluye selección de posibles terrenos sin considerar factores técnicos o ambientales que puedan presentarse en estos puntos seleccionados, y las características de medición que se tendrían que realizar si un parque eólico fuera puesto en marcha en estas posibles áreas.

El **Capítulo 5 se presenta un análisis de información secundaria de políticas e incentivos para las Energías Renovables, Reusables y Residuales.** Cabe resaltar que se realiza una descripción de las principales leyes e incentivos para las Fuentes No de Energía Renovable y en materia de transición energética en el país; siendo la Ley 1715 de 2014 la que establece la promoción del desarrollo y utilización de Fuentes No Convencionales de Energía.

El **Capítulo 6 se presentan las conclusiones más relevantes** frente a la estimación y evaluación del potencial de las diferentes fuentes de energía en las diez (10) ciudades de Colombia, considerando tanto el análisis de información e insumos obtenidos, hasta los resultados parciales sobre la generación de energía y ahorros asociados a su aprovechamiento.

Para facilitar la presentación y análisis de la información para todas las ciudades del estudio, se desarrolló la visualización mediante la herramienta Power Bi de la estimación del aprovechamiento del potencial de las energías renovables, reusables y residuales en las diez (10) ciudades de Colombia; que se encuentra en la página web: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMGE1Y2M1YTctOWMyNi00ZmRhLWFlYzktMjc3Yzc5N2Q2MWZiIiwidCI6IjIjZjNhMWZmLTUzOWYtNGQwZS05ZTI2LTc3M2M2OTRmYWIzZCJ9&embedImagePlaceholder=true

Finalmente, este reporte, de acuerdo con el cumplimiento de los términos de referencia, en la siguiente tabla se presenta la ubicación del contenido de acuerdo a los entregables.

Actividad	Entregables concretos	Ubicación en el Final Report (Capítulos)
Elaboración de Informes de Análisis y Evaluación.	Resumen ejecutivo	Resumen ejecutivo
	Descripción de la metodología utilizada y trabajo realizados, incluidos los recursos humanos y técnicos utilizado, para llevar a	Capítulo 2. Descripción de metodología y consideraciones para la estimación del potencial. 2.1 Energía Eólica

Actividad	Entregables concretos	Ubicación en el Final Report (Capítulos)
Reporte Final Evaluación de las Fuentes de Recursos Renovables	cabo la recopilación de datos, análisis y evaluación para las 10 ciudades.	2.2 Energía Solar 2.3 Biomasa y Residuos Sólidos 2.4 Calor Residual 2.5 Geotérmica
	Todas las fuentes de datos utilizadas y los datos primarios recopilados (en formato Excel), evidencia del trabajo, hallazgos y cálculos para que la ONUDI pueda verificar las constataciones, los resultados y conclusiones, si es necesario.	Anexos
	Lista revisada de contrapartes nacionales, regionales, locales.	Capítulo 1. Listado de revisión de fuentes de información secundaria
	Descripción precisa de las suposiciones hechas para el análisis de evaluación y resultados.	Capítulo 2. Descripción de metodología y consideraciones para la estimación del potencial. 2.1 Energía Eólica 2.2 Energía Solar 2.3 Biomasa y Residuos Sólidos 2.4 Calor Residual 2.5 Geotérmica
	1 capítulo por ciudad, cada capítulo con 1 sección por fuente de ER, mapas, cuadros resumen y lista de autoridades y partes interesadas.	Capítulo 3. Análisis de resultados 3.1. Bogotá 3.1.1 Energía Eólica 3.1.2 Energía Solar 3.1.3 Biomasa y Residuos Sólidos 3.1.4 Calor Residual 3.1.5 Geotérmica 3.2 Medellín 3.2.1 Energía Solar 3.2.2 Biomasa y Residuos Sólidos 3.2.3 Calor Residual 3.2.4 Geotérmica 3.3 Cartagena 3.3.1 Energía Eólica 3.3.2 Energía Solar 3.3.3 Biomasa y Residuos Sólidos 3.3.4 Calor Residual 3.4 Barranquilla 3.4.1 Energía Eólica 3.4.2 Energía Solar 3.4.3 Biomas y Residuos Sólidos 3.4.4 Calor Residual 3.4.5 Geotérmica 3.5 Montería 3.5.1 Energía Solar 3.5.2 Biomas y Residuos Sólidos 3.5.3 Calor Residual 3.6 Cali 3.6.1 Energía Eólica 3.6.2 Energía Solar 3.6.3 Biomas y Residuos Sólidos 3.6.4 Calor Residual 3.7 Bucaramanga 3.7.1 Energía Solar 3.7.2 Biomas y Residuos Sólidos 3.7.3 Calor Residual 3.7.4 Geotérmica

Actividad	Entregables concretos	Ubicación en el Final Report (Capítulos)
		3.8 Cúcuta 3.8.1 Energía Eólica 3.8.2 Energía Solar 3.8.3 Biomas y Residuos Sólidos 3.8.4 Calor Residual 3.8.5 Geotérmica 3.9 Neiva 3.9.1 Energía Eólica 3.9.2 Energía Solar 3.9.3 Biomas y Residuos Sólidos 3.9.4 Calor Residual 3.9.5 Geotérmica 3.7 Villavicencio 3.10.1 Energía Solar 3.10.2 Biomas y Residuos Sólidos 3.10.3 Calor Residual 3.10.4 Geotérmica
	1 capítulo para cada fuente de RE, que proporciona una perspectiva, incluyendo técnicas, legales y de mercado consideraciones regulatorias en cuanto a su viabilidad, explotabilidad y evaluación de las posibles conversiones en energía utilizable.	Capítulo 4 ANÁLISIS TÉCNICO Y DE COSTOS de LAS ENERGÍAS RENOVABLES, REUSABLES Y RESIDUALES 4.1 Energía Eólica 4.2 Energía Solar 4.3 Biomasa y Residuos Sólidos 4.4 Calor Residual 4.5 Geotérmica Capítulo 5 Políticas e incentivos nacionales en energías renovables

1. LISTADO DE REVISIÓN DE FUENTES DE INFORMACIÓN SECUNDARIA

En la **Tabla 6** se describe información complementaria sobre las fuentes de información que sirvieron de referencia para llevar a cabo el procedimiento de cálculo de potencial de energías renovables, reutilizables y residuales en diez ciudades de Colombia. Asimismo, en el Progress Report se presentaron las fuentes de información inicial usadas para el potencial de cada una de las energías en cada una de las energías.

***Tabla 6**. Listado de revisión de información secundaria de energías renovables, reutilizables y residuales*

Tipo de energía	Ciudad	Año	Titulo	Descripción - Insumos	Referencia
Energía Eólica	Barranquilla Bogotá Cali Cartagena Cúcuta Neiva	2022	Mini aerogenerador BORNAY 6 kW	Selección de un mini aerogenerador para hallar producción especifica de cada ciudad	(BORNAY, 2022)
		2022	Aerogenerador vertical 4 kW	Selección de aerogenerador vertical de baja potencia para hallar producción especifica de cada ciudad	(TESUP - ATLAS, 2022)
		2022	Aerogenerador vertical 1 kW	Selección de aerogenerador vertical de baja potencia para hallar producción especifica de cada ciudad	(Turbina Eólica DS700, 2022)
Energía Solar	Todas las ciudades	2022	Tarifa mensual de gas natural	Precio de $/m3 por cada ciudad	(Superintendencia de servicios Públicos Domiciliarios, 2022)
Biomasa y residuos solidos	Bucaramanga Cali Cartagena Cúcuta Montería Neiva Villavicencio	2022	Metodología General Cuenta Satélite de la Agroindustria del Arroz	Características del grano de arroz paddy verde	(DANE, 2022)
		2022	Evaluation of the performance of a solar photovoltaic-Biomass gasifier system as electricity supplier	Poder calorífico superior del gas de síntesis generado a partir de la gasificación de cascarilla de arroz	(Macías et al., 2022)
		2019	Análisis tecno económico para el uso de la cascarilla de arroz en la generación de energía eléctrica a partir del proceso de gasificación. Caso de estudio: Molino de arroz Pacandé de la ciudad de Villavicencio Meta	Poder calorífico inferior de la cascarilla de arroz	(Osorio, 2019)
		2016	La cascarilla de arroz como una alternativa en proceso de descontaminación	Factor de residuo de la cascarilla de arroz	(Llanos Páez et al., 2016)

Tipo de energía	Ciudad	Año	Titulo	Descripción - Insumos	Referencia
		2016	Producción de biometano a partir de biogás de vertedero	Porcentaje de producción de biometano	(García-Sanchez, 2016)
	Bucaramanga Cali Cúcuta Medellín Neiva Villavicencio	2018	Estudio de la combustión del pellet de cisco de café	Poder calorífico inferior del cisco de café	(Manrique-Waldo, 2018)
		2008	Propiedades físicas y factores de conversión del café en el proceso de beneficio	Factor de resíduo y características del café pergamino seco	(Montilla-Pérez et al., 2008)
	Bucaramanga Cúcuta Villavicencio	2017	Evaluación de potencial energético de los residuos sólidos agroindustriales del proceso de extracción de aceite de palma africana como alternativa energética para el reemplazo de la leña en la zona norte del departamento del Cesar	Factor de residuo de la palma de aceite	(Quintero-López, 2017)
		2015	Gasificación de cuesco de palma para la obtención de gas combustible en un reactor de lecho fijo	Poder calorífico inferior del cuesco de palma	(Barco-Burgos, 2015)
Calor residual	Todas las ciudades	2021	Electrifying U.S. Industry: A technology - and process-based approach to decarbonization	Distribución del porcentaje de calor de desecho por actividad económica	(Hasanbeigi et al., 2021)
Geotérmica	Todas las ciudades	2021	Discovery and analysis of blind geothermal system in southeastern Gabbs Valley, western Nevada - USA	Evaluación de un Sistema geotérmico ciego de alta temperatura.	(Craig et al., 2021)
	Todas las ciudades	2021	Análisis de opciones reales para la valoración financiera de proyectos de energía geotérmica en Colombia	Evaluación de la viabilidad financiera de proyectos de energía geotérmica en Colombia, considerando la incertidumbre y el riesgo característico de este tipo de proyectos	(Martínez-Ruiz et al., 2021)

Tipo de energía	Ciudad	Año	Titulo	Descripción - Insumos	Referencia
	Bogotá Villavicencio	2020	Geotermia en la Región Central	Recopilación y consolidación de información concerniente a la generación geotérmica en la región central (Cundinamarca, Tolima, Meta, Boyacá y el Distrito Capital), mostrando el estado actual del recurso, sus posibles aprovechamientos a futuro, las adversidades y beneficios que tiene la implementación de proyectos con este recurso, así como la posibilidad de brindar soluciones a Zonas no Interconectadas de la región que cuente con este recurso.	(GRUPO DE INVESTIGACIÓN XUÉ & SEMILLERO DE INVESTIGACIÓN BARIÓN, 2020)
	Todas las ciudades	2018	A Python-based stochastic library for assessing geothermal power potential using the volumetric method in a liquid-dominated reservoir	Estimación del potencial de fuentes y/o reservorios hidrotermales mediante el método volumétrico.	(Pocasangre & Fujimitsu, 2018)
	Todas las ciudades	2016	Valoración y gobernanza de los proyectos geotérmicos en América del Sur - Una propuesta metodológica	Análisis de la situación del sector geotérmico en América del Sur, enfocado en la generación geotermo-eléctrica, con identificación de los principales proyectos y con evaluación de todos los factores que los caracterizan, desde el punto de vista histórico, del recurso, de su accesibilidad, y de las condiciones de entorno institucional, social, ambiental y de mercado.	(Bona & Coviello, 2016)
	Todas las ciudades	2015	Valoración de fuentes renovables no convencionales de generación de electricidad: un enfoque desde las opciones reales	Valoración de las oportunidades de inversión en tecnologías emergentes de generación de electricidad, las cuales se consideran altamente riesgosas por la volatilidad del precio de mercado de la electricidad.	(Isaza Cuervo, 2016)

Tipo de energía	Ciudad	Año	Titulo	Descripción - Insumos	Referencia
	Todas las ciudades	2014	Efficiency of Geothermal Power Plants: A Worldwide review	Revisión de plantas de energía geotérmica para analizar la eficiencia de conversión de las fuentes a energía.	(Zarrouk & Moon, 2014)
	Todas las ciudades	2013	Volumetric Resource Assessment	Método volumétrico y las consideraciones principales para la evaluación de recursos geotérmicos.	(Sarmiento et al., 2013)
	Bogotá	2003	Inventario de Fuentes Hidrotermales en Cundinamarca	Potencial de aprovechamiento de fuentes hidrotermales en el departamento de Cundinamarca, asociados a usos agrícolas, mineromedicinales y acuicultura.	(Alfaro et al., 2003)
	Todas las ciudades	2002	Inventario de Fuentes Hidrotermales en el Parque Nacional natural de los Nevados – Colombia.	Aplicaciones potenciales de fluido geotérmico y fuentes hidrotermales	(Claudia Alfaro et al., 2002)
	Todas las ciudades	1992	Review of Industrial Applications of Geothermal Energy and Future Considerations	Revisión de usos industriales de fuentes de energía geotérmica por uso directo	(Lfndal, 1992)
	Todas las ciudades	1978	Assessment of Geothermal Resources of the United States-1978	Procedimiento inicial para la evaluación de un recurso geotérmico a partir de la estimación de la energía almacenada y cuánto es utilizable.	(Muffler, 1978)

Fuente: Elaboración propia

2. DESCRIPCIÓN DE METODOLOGÍA Y CONSIDERACIONES PARA LA ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL

Esta sección corresponde las metodologías para la evaluación del potencial de las fuentes de energía renovables, reusables y residuales en diez (10) ciudades de Colombia. Inicialmente se presenta la metodología para la estimación de la energía eólica, seguido por la energía solar tanto fotovoltaica como solar térmica, luego la energía a partir del calor residual, energía a partir de la biomasa y residuos sólidos y por último la energía geotérmica.

En el proceso metodológico se toma en cuenta las divisiones políticas con mayores emisiones Gases Efecto Invernadero -GEI- en las diez (10) ciudades de Colombia (ver ***Tabla 7***) las cuales son zonas de interés para la reducción de emisiones GEI mediante Distritos Térmicos resultados del proyecto inventarios de emisiones GEI línea base 2016-2020 y proyecciones 2021-2030 de cada ciudad, para ONUDI contrato 3000093750 (MGM Innova Energy Services & ECOLOGIC CO2CERO, 2022). Los Distritos Térmicas demandan energía eléctrica, gas natural y refrigeración, de esta forma mediante la evaluación del potencial de las energías renovables, reusables y residuales permite estimar el aprovechamiento de dichas energías para la cobertura de la demanda de los Distritos Térmicos.

Tabla 7. *Zonas con mayores emisiones GEI Energía Estacionaria de los sectores Residencial, Comercial e Industrial para el año 2021.*

Ciudad	Zonas	Emisiones GEI (tCO2eq)
Bogotá	Suba	578.035
	Kennedy	518.720
	Engativá	444.640
Medellín	Candelaria	191.006
	Poblado	126.045
	Belén	116.013
Cartagena	UCG 8	229.809
	UCG 1	149.634
	UCG 12	84.876
Barranquilla	Norte centro histórico	379.600
	Metropolitana	220.000
	Riomar	170.293
Montería	Comuna 5	190.926
	Comuna 3	90.096
	Comuna 8	52.358
Cali	Comuna 17	98.275
	Comuna 19	82.973
	Comuna 2	126.200
Bucaramanga	Centro	110.724
	Oriental	95.626
	San Francisco	111.635
Cúcuta	Centro	162.428
	Nororiental	12.699
	Oriental	11.102

Ciudad	Zonas	Emisiones GEI (tCO2eq)
Neiva	Sur	30.667
	Oriental	24.716
	Central	22.441
Villavicencio	Brisas de Guatiquía	51.569
	Popular	35.978
	La Esperanza	28.374

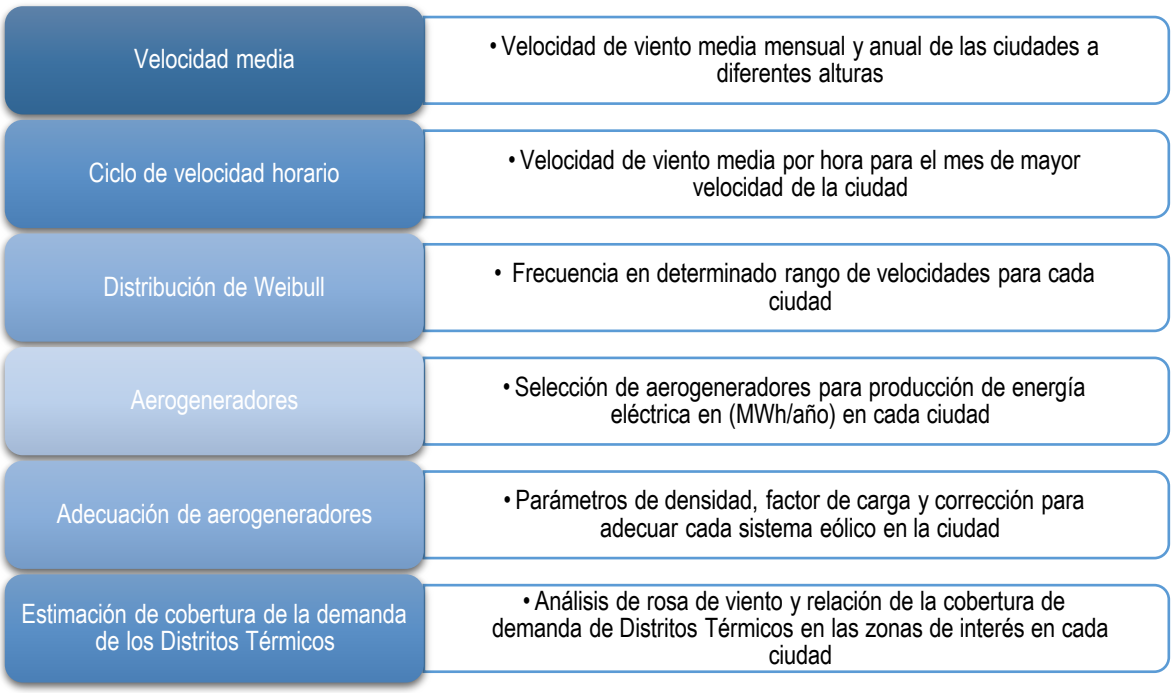
Fuente: inventarios de emisiones GEI línea base 2016-2020 y proyecciones 2021-2030 de cada ciudad, para ONUDI contrato 3000093750 (MGM Innova Energy Services et al., 2022).

A continuación, se presenta la metodología para la evaluación del potencial de las energías renovables y las diferentes tecnologías para su adecuado aprovechamiento.

2.1 ENERGÍA EÓLICA

En esta sección se presenta las fases metodológicas para la estimación del potencial de la energía eólica para las diez (10) ciudades de Colombia, en donde se tiene en cuenta y se estudia la fuente de energía a partir de la siguiente metodología: *(i) Velocidad de viento medio mensual y anual de las diez (10) ciudades a diferentes alturas, (ii) Velocidad de viento hora para el mes de mayor velocidad de cada ciudad, (iii) Valor de frecuencia en determinado, (iv) Selección de aerogeneradores para producción de energía en cada ciudad, (iv) análisis de parámetros de densidad de aire, factor de carga y energía real para adecuación de sistema eólico en la ciudad y (vi) Estimación de cobertura de la demanda de Distritos Térmicos*, ver **Figura 1.**

Figura 1. *Metodología de desarrollo para sistema eólico*



Fuente: Elaboración propia.

Esta metodología desarrollada para conocer el potencial eólico en las ciudades de Colombia se centra inicialmente en conocer las velocidades de viento medias a diferentes alturas por cada ciudad dado que el perfil vertical de la velocidad de viento, es decir, la distribución de la velocidad de viento en función de la altura es muy dependiente de la zona y el tipo de viento predominante, por esta razón se debe conocer la velocidad promedio anual y mensual de cada ciudad. De esta forma, teniendo esas velocidades de viento mensuales para cada ciudad, es posible hallar el comportamiento estacional del recurso y de esta forma determinar el aprovechamiento más adecuado en cada una de las ciudades.

Adicionalmente, se consultan datos de velocidad de viento con el informe Meteorological Aerodrome Report (METAR - IDEAM, 2021), donde según cada una de las estaciones meteorológicas de las ciudades por cada hora y mes seleccionado se tiene la velocidad medida en el instante. Esto permite consultar el ciclo de velocidad de viento horaria para el mejor mes de cada ciudad y el año 2021 de referencia.

Al conocer las velocidades de viento en cada ciudad, permite estimar la frecuencia que sopla el viento en un rango de velocidad determinado, mediante la metodología de distribución de Weibull[2]. A partir de los resultados de la distribución de Weibull se analizan diferentes aerogeneradores en el mercado con diferentes potencias lo que permitirá calcular la energía eléctrica (kWh/año) producida en cada ciudad.

Para completar el ajuste a los parámetros de cada ciudad se realiza la estimación de la densidad promedio de aire de cada ciudad, este factor se aplica a cada una de las producciones encontradas, dado que las curvas de potencia utilizadas están dadas para una densidad de aire estándar de 1,225 kg/m^3 esto permite determinar un factor de carga para cada uno de los aerogeneradores considerados que nos indicarán la viabilidad de la explotación del recurso eólico en las zonas. Los cálculos se muestran en el ***Anexo 1.1 Calculo potencial eólico***.

Las condiciones de altura, temperatura de cada una de las ciudades analizadas hacen que la densidad media del aire sea diferente de la estándar. La densidad media de aire para cada ciudad se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 8. *Densidad de aire de las ciudades*

Ciudad	Temperatura °C	Altura m.s.n.m	Densidad del aire kg/m3
Bogotá	14	2.640	0,90
Cali	24	1.018	1,06
Barranquilla	28	18	1,17
Cartagena	29	2	1,17
Cúcuta	25	320	1,09
Neiva	24	442	1,08

Fuente: Elaboración propia.

Para efectos comparativos, se toman en cuenta cinco (5) aerogeneradores desde potencia baja hasta potencia alta en MW. Estos aerogeneradores cuentan con una curva de potencia que define la potencia por cada bin de velocidad, adicional a esto presenta unas condiciones de diseño conforme a la norma IEC 61400-1 (Viviana Rueda, 2012) que permiten definir los valores de velocidades máximas y cargas, los cuales se clasifican las velocidades de supervivencia en cuatro tipos como se muestra en la siguiente tabla. Esta velocidad de supervivencia hace referencia a las condiciones de diseño y cargas a soportar de los aerogeneradores teniendo en cuenta condiciones de viento del emplazamiento como velocidad y turbulencia y proporcionar niveles de

[2] La distribución de Weibull es un método de distribución de probabilidad que permite procesar los datos de variación de las velocidades de viento que dependen de factores geográficos como la ubicación, condiciones climáticas, paisaje, perfil de la superficie, entre otros (Wais, 2017).

protección adecuados contra cualquier daño del aerogenerador durante su vida útil (Revista de normalización español, 2020)

Tabla 9. *Clasificación de velocidad de supervivencia de aerogeneradores*

Norma IEC - 61400-1 Vref m/s	IEC I	IEC II	IEC III	IEC S
	50	42,5	37,5	>60

Fuente: Norma IEC – 61400-1.

Las velocidades a la que cada uno de los aerogeneradores tiene como supervivencia se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 10. *Velocidad de supervivencia de aerogeneradores seleccionados*

Velocidad de supervivencia de los aerogeneradores									
Aerogenerador de 100kW		Aerogenerador de 800kW		Aerogenerador de 1.5MW		Aerogenerador de 2MW		Aerogenerador de 6 kW	
Potencia nominal kW	100	Potencia nominal kW	800	Potencia nominal kW	1500	Potencia nominal kW	2000	Potencia nominal kW	6
52,5	m/s	59,5	m/s	> 59,5	m/s	55,8	m/s	52,5	m/s

Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, se realiza el análisis por zona de interés en las ciudades de mayor potencial eólico y así conocer la cantidad de aerogeneradores y mini aerogeneradores necesarios. El consumo de energía eléctrica de acuerdo con los resultados de la evaluación del escenario 4 de reducción de emisiones mediante Distritos Térmicos (MGM Innova Energy Services & ECOLOGIC CO2CERO, 2022). Los cálculos se muestran en el ***Anexo 1.1_Calculo Energía eólica***.

A continuación, se muestran las consideraciones utilizadas para el cálculo de potencial eólico

- Velocidad promedio anual (50m de altura) → Ciudades con potencial de aprovechamiento de viento a 50 m de altura con una velocidad promedio anual superior a 4,5 m/s.
- Velocidad promedio anual (80m de altura) → Ciudades con potencial de aprovechamiento de viento a 80 m de altura con una velocidad promedio anual superior a 6m/s.
- Sitios → Corresponde a los techos preseleccionados para las zonas de interés para energía solar fotovoltaica & térmica.
- Efecto estela → Perdidas de 4% en generación de energía y 8% en generación de energía para sitios no perpendiculares a la velocidad de viento de la ciudad.

En el capítulo 4.1 ENERGÍA EÓLICA se presentan las características de los aerogeneradores evaluados como niveles de ruido, dimensiones y demás.

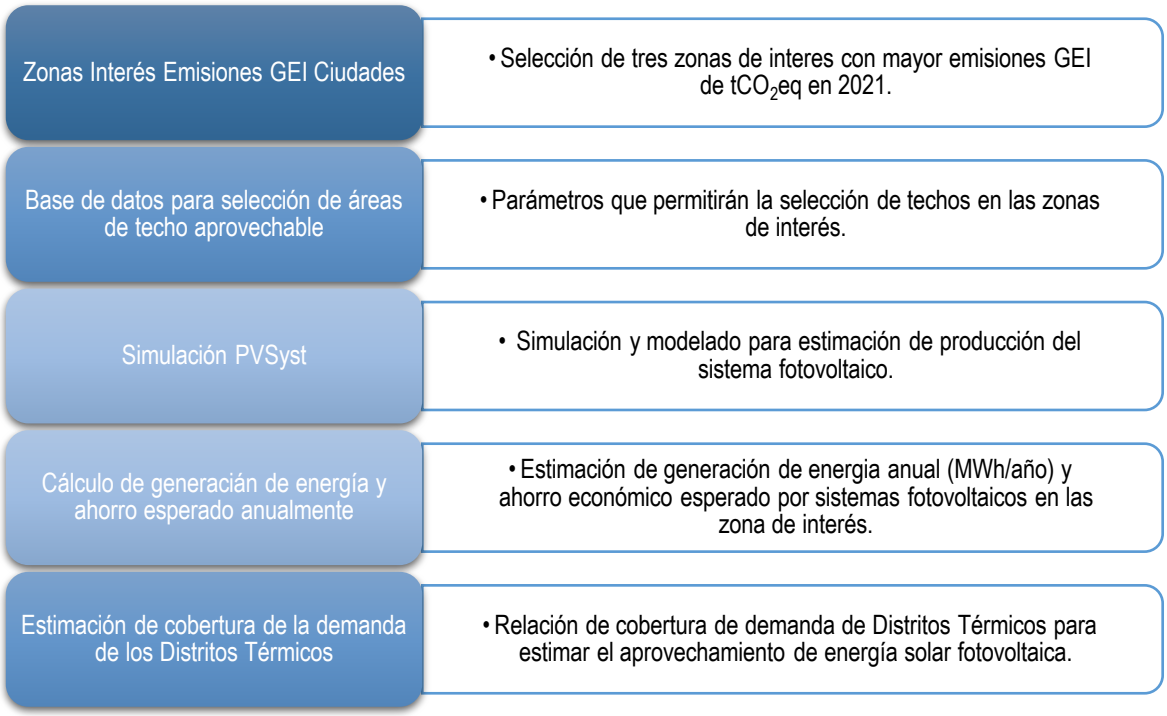
2.2 ENERGÍA SOLAR

En esta sección se presenta las fases metodológicas para la estimación del potencial de la energía solar para las diez (10) ciudades de Colombia, en donde se tiene en cuenta y se estudia la fuente de energía a partir de (i) solar fotovoltaica y (ii) solar térmica.

Solar fotovoltaica: el desarrollo metodológico para el potencial de energía solar fotovoltaico y térmica en las diez (10) ciudades de Colombia se realiza por medio de una serie de pasos: *(i) Selección de zonas de interés con mayores emisiones GEI, (ii) Construcción de base de datos para la selección de áreas aprovechables, (iii)*

Simulación mediante la herramienta PVSyst, (iv) el cálculo de la generación de energía solar fotovoltaica (kWh/año) y estimación del ahorro económico esperado anualmente y, (v) Estimación de cobertura de energía solar fotovoltaico para la demanda de los Distritos Térmicos (ver **Figura 2**).

Figura 2. *Metodología de desarrollo para sistema solar fotovoltaico*



Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la **Figura 2** para conocer el potencial fotovoltaico que cada una de las ciudades se parte inicialmente de determinar tres (3) zonas/ divisiones políticas con mayores emisiones GEI por Energía Estacionaria de acuerdo con los resultados de los inventarios de emisiones GEI línea base 2016-2020 y proyecciones 2021-2030 de cada ciudad (MGM Innova Energy Services et al., 2022) para ONUDI contrato 3000093750 (ver ***Tabla 7***) ; con el objetivo de buscar y priorizar áreas para sistemas fotovoltaicos a partir de paneles solares y de esta forma mediate el uso de una energía renovable reducir las emisiones GEI en las ciudades.

A partir de la selección de las zonas, se realiza la priorización de áreas de techos de las diferentes zonas teniendo en cuenta parámetros como la razón social, área de techo mayor en m^2, área de techo aprovechable en m^2, cantidad de sombra alrededor, cantidad de obstáculos a la redonda, tipo de techo, inclinación, coordenadas y orientación, entre otros. Cada uno de estos parámetros son analizados satelitalmente mediante las herramientas de Google Earth y Google Maps, que permiten medir área de techo, dar una vista en 360° del sitio y conocer el potencial mínimo de instalación de 500 m^2 en cada edificio para el montaje de paneles solares.

Cabe resaltar que el área mínima aprovechable que se buscaría por cada sitio seria de aproximadamente 500 m^2 un parámetro mínimo de instalación teniendo en cuenta la relación costo-efectivo de los sistemas fotovoltaicos. Además, la selección del sitio también debe tener en cuenta el tipo de techo, con características metálicas, planos y/o terrenos cercanos.

Con la priorización de las áreas de techo seleccionadas se realiza simulaciones en el software PVSyst[3], una herramienta de diseño que busca evaluar la posibilidad de implementación de sistemas fotovoltaicos y modelar teniendo en cuenta el sitio de desarrollo de proyecto, implementos y demás que darán un informe detallado para ese sistema fotovoltaico **(Ver *Anexo 2.1_PVsyst Tutorial*)**. Esta herramienta permite seleccionar diferentes opciones desde paneles solares, inversores, tipo de sistema fotovoltaico (conectado a red, autoconsumo), perdidas en el sistema, entre otras, que arrojaran un informe con el resultado de producción para la ciudad, cantidad de paneles solares a poner y demás.

Para la simulación en PVSyst se toma en cuenta paneles solares de 550 Wp de la marca Trina[4] junto con inversor CPS[5] de 275 kW. Además de perdidas óhmicas del 2%, perdidas de modulo 2%, perdidas LID 2%, perdidas de voltaje de cadena 0,5%, perdidas por suciedad 2% y perdidas por indisponibilidad 1%. Estas variables son insumos para el software de simulación que permiten tener en cuenta bases de datos de radiación solar en el sitio por medio de Meteonorm[6] y NASA[7]. Por tanto, teniendo el área total para cada una de las ciudades se aplica un factor de corrección del 5% del área total de techo para espaciado entre paneles solares, conexiones y demás partes del sistema fotovoltaico.

De esta forma, se estima la generación de energía eléctrica en kWh/año por los sistemas fotovoltaicos en las zonas de las diez (10) ciudades de Colombia, asimismo, una estimación previa de los ahorros económicos esperados anuales por el uso de estos sistemas (ver ***Anexo 2.1 Calculo solar fotovoltaico y térmico)***.

Adicionalmente, se hace la estimación del porcentaje de aprovechamiento de energía solar fotovoltaica para la cobertura de la demanda de energía eléctrica de los distritos térmicos de cada ciudad en las zonas de interés.

A continuación, se muestran las consideraciones utilizadas para el cálculo de potencial solar fotovoltaico:

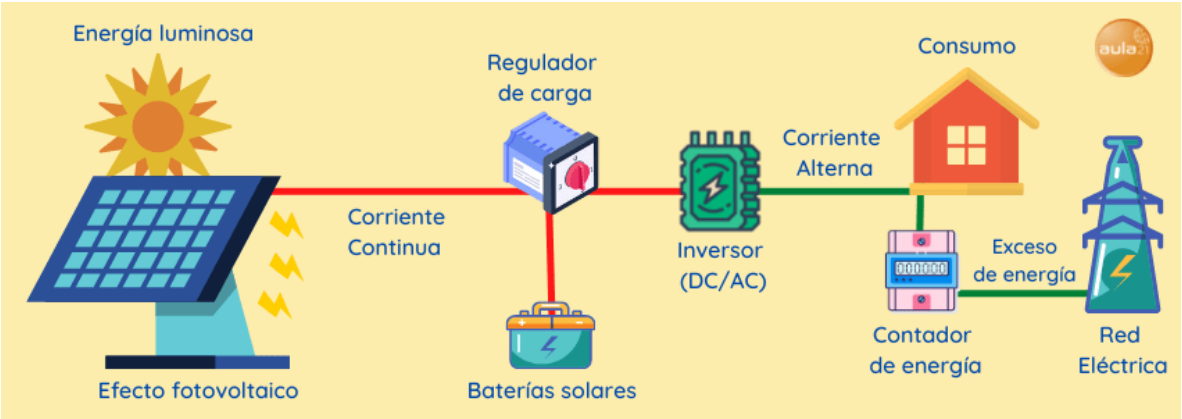
- Selección de techos → Un área de mínimo 500 m^2 de techo en las zonas de interés para obtener una relación costo – efectivo en los sistemas fotovoltaicos.
- Tipo de techos y áreas de selección → Selección de techos relativamente nuevos a vista satelital por medio de Google Earth de material metálico para fácil instalación de los sistemas, adicionalmente se tiene en cuenta áreas o zonas en suelo que puedan ser aprovechadas en cada zona de interés.
- Factor de corrección de área → Un factor de corrección de 5% del área total para espaciado entre paneles solares, conexiones y demás partes del sistema fotovoltaico

La tecnología de paneles solares tiene como funcionamiento base el convertir la luz solar en electricidad empleando una tecnología basada en el efecto fotoeléctrico, este efecto que por medio de materiales capaces de absorber fotones (partículas lumínicas) y liberar electrones, generan corriente eléctrica (IBERDROLA FV, 2021). Estos materiales se utilizan en un dispositivo semiconductor denominado celda o célula fotovoltaica, que puede es de materiales como silicio monocristalino, policristalino o amorfo o materiales semiconductores de capa fina. El sistema fotovoltaico se compone de varias partes como células fotovoltaicas, conjunto eléctrico y

[3] Photovoltaic Software -PVSyst- Es una herramienta que permite el estudio, la simulación y análisis de datos completa de los sistemas fotovoltaicos, de libre acceso https://www.pvsyst.com/
[4] Trina Solar proveedor mundial de productos, aplicaciones y servicios fotovoltaicos para promover el desarrollo sostenible global https://www.trinasolar.com/sites/default/files/LAC_Datasheet_Vertex550W_DEG19C.20_2020A.pdf
[5] Commercial Solar Solutions, Grid-Tied PV Inverter https://www.chintpowersystems.com/wp-content/uploads/2021/12/CPS-SCH275KTL-DO-US-800-User-Manual-Rev-1.0-November-2021.pdf
[6] Bases de datos de radiación Meteonorm. Combinación de información climatológica y herramientas de cálculo para la interpolación de datos alrededor del mundo. https://meteonorm.com/en/
[7] Bases de datos de radiación NASA. Base de datos diseñada para acceder a parámetros específicos y asistir en el diseño de sistemas renovables solares y eólicos https://power.larc.nasa.gov/

equipos que cambien o regulen la energía eléctrica. A continuación, se muestra un diagrama de funcionamiento de un sistema fotovoltaico.

Figura 3. *Sistema fotovoltaico equipos*



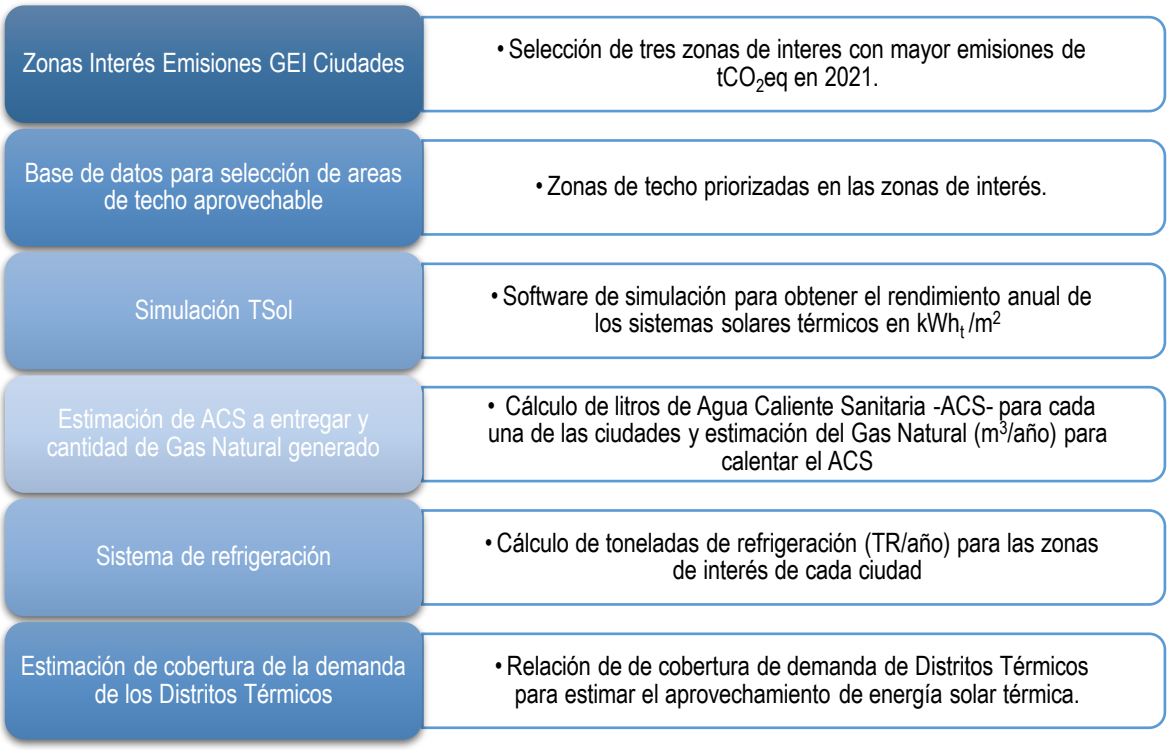
Fuente: (Aula21 Centro de formación técnica para la industria, 2022)

Como se observa en la **Figura 3**, la energía en corriente alterna producida por los paneles solares se almacena en las baterías que es manejada por un regulador de carga en la instalación que busca controlar la entrada de energía producida por los paneles solares a las baterías. De estas baterías para convertir la energía en corriente alterna, que es la utilizada en la mayoría de los equipos residenciales, industriales, se utiliza un inversor para transformar la corriente de Corriente Continua, siendo la generada por los paneles solares a Corriente Alterna. Finalmente, se consume esta energía y el excedente que se produce puede ser vertido a la red eléctrica como excedente de producción.

Energía Solar térmica: en la **Figura 4** se observa las fases metodológicas para determinar el potencial de la energía solar térmica, el cual consiste en el aprovechamiento de la energía del sol para producir calor. En el proyecto se estima el potencial de energía solar térmica para la producción de Agua Caliente Sanitaria -ACS- y sistema de refrigeración.

La metodología consta de cinco (5) pasos. *(i) Selección de zonas de interés con mayores emisiones GEI, (ii) Construcción base de datos para la selección de áreas aprovechables, (iii) Simulación por medio de software TSol, (iv) Determinación de litros de agua caliente en las zonas de interés, (v) determinación de toneladas de refrigeración para el sistema de refrigeración zonas de interés, y (vi) Estimación de cobertura de energía térmica – sistemas de refrigeración y ACS para la demanda de Distritos Térmicos.*

Figura 4. *Metodología de desarrollo para sistema solar térmico*



Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con la **Figura 4** el desarrollo de sistemas solares térmicos se trabaja con las mismas zonas/divisiones políticas seleccionadas para los sistemas fotovoltaicos junto con el área total preseleccionada para cada una de las ciudades.

Para conocer el rendimiento de los sistemas solares térmicos, por medio de la herramienta de TSol un programa de simulación para el diseño, optimización y cálculo de sistemas solares térmicos **(Ver Anexo *2.2_Manual TSol)***; esta herramienta se busca obtener datos como el rendimiento del sistema solar térmico por colectores solares, el porcentaje de fracción solar que generaría el sistema y temperatura fría de cada ciudad.

En cuanto a la estimación anual de Gas Natural (m^3/año) necesario para calentar ACS a 60°C se toma en cuenta las siguientes consideraciones:

- Cantidad de litros en software de simulación →Se considera una unidad de volumen de 2.000 litros para conocer el rendimiento de cada ciudad para los sistemas de térmicos y poder encontrar el ACS necesario para calentar por cada m^2.
- Factor de corrección de área → Factor de corrección del 30% del área total para sistema de tuberías, colectores solares y demás factores que puedan ser necesitados para la instalación.
- Eficiencia de equipo de gas → Eficiencia de un equipo de gas de 85% para poder hallar la energía de gas necesaria.

Los resultados de simulación por TSol arroja el valor de rendimiento de los sistemas térmicos de cada ciudad y a partir de esta se puede conocer la disponibilidad según el área total de la zona de interés. Para la energía requerida en cada área, datos como el calor especifico (Cp) del agua y la masa de agua, en este caso 1 kg de

agua permite calcular esta energía diaria. A partir de esto los litros de agua caliente sanitaria teniendo la disponibilidad de agua y la energía necesaria se obtiene este valor.

Respecto a la estimación anual de refrigeración (TR/día) a partir del calor generado por un sistema solar térmico, se toma en cuenta las siguientes consideraciones:

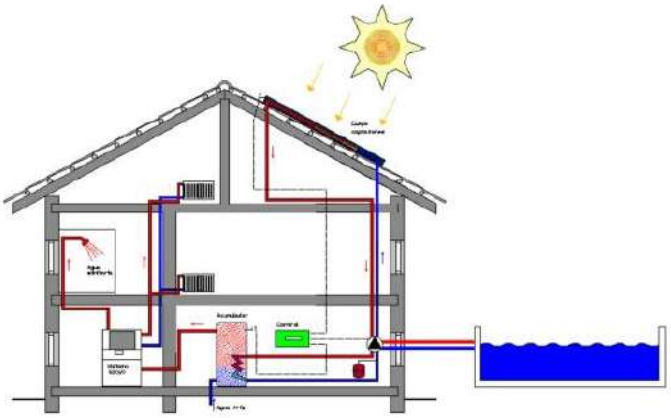
- Equipo de absorción → Equipo de chiller de absorción con un COP de 0,8.
- Indicador de energía eléctrica → Indicador de 1 $kW_{eléctrico}$ por cada tonelada de refrigeración necesaria de cada ciudad. Expresada en $kW_{electrico}$/TR
- Factor de horas de operación de los sistemas de refrigeración → Factor de horas de operación utilizados para los sistemas térmicos de refrigeración, como chiller, aire acondicionado, minisplit, sistemas de refrigeración por absorción[8].

Con las variables anteriormente mencionadas, permite estimar la potencia requerida de refrigeración y la energía necesaria para cada una de las zonas de interés. A partir de este dato, se calcula la cantidad de toneladas de refrigeración a ofrecer por día (TR/día) en cada una de las ciudades con la energía y disponibilidad del sistema.

Adicionalmente, se hace la estimación del porcentaje de aprovechamiento de energía solar térmica para la cobertura de la demanda de energía eléctrica y gas natural de los distritos térmicos de cada ciudad en las zonas de interés.

El sistema solar térmico utiliza colectores solares que aprovecha la luz solar para calentar un fluido y generar calor. Se pueden utilizar para uso doméstico o para edificios y proporcionar agua caliente para calefacción, agua caliente sanitaria, para climatización – frio o para uso industrial (centrales termosolares) (OVANCEN, 2021). A continuación, se muestra un diagrama de cómo funciona el sistema solar térmico.

Figura 5. *Sistema fotovoltaico térmico para ACS principio de funcionamiento.*



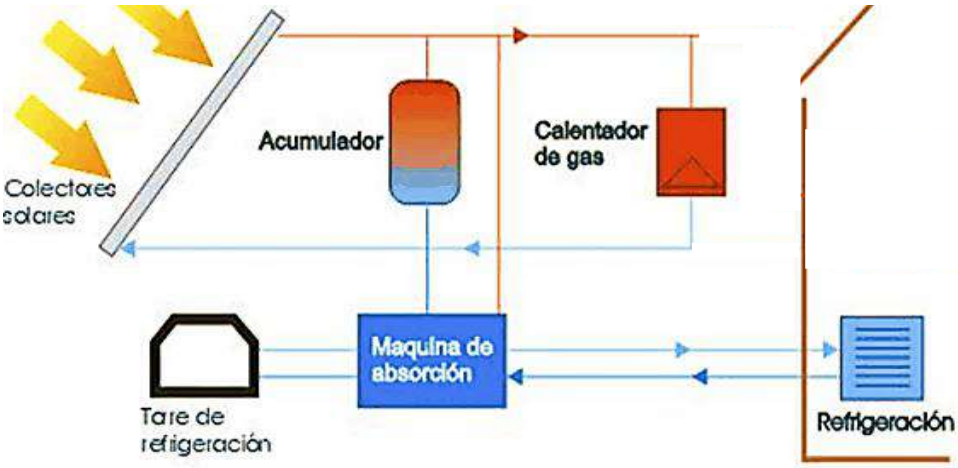
Fuente: (TECNOSOL, 2021)

Para los sistemas de refrigeración para tener en cuenta en el desarrollo del proyecto, se realiza por medio de equipos de absorción que permite obtener frio por medio de captación solar de los colectores solares. Este

[8] Inventarios de emisiones GEI línea base 2016-2020 y proyecciones 2021-2030 de cada ciudad (MGM Innova Energy Services et al., 2022) para ONUDI contrato 3000093750.

sistema está basado en las reacciones fisicoquímicas que se producen entre una sustancia refrigerante (agua) y otra sustancia absorbente (bromuro de litio o el amoníaco).

Figura 6. Sistema fotovoltaico térmico para refrigeración



Fuente: (J M Arroyo Rosa, 2014)

Como se observa en la **Figura 6** se tienen los equipos que funcionarían en la conversión de calor producida por los colectores solares para el sistema de refrigeración. Para esto se tiene el equipo de absorción con un coeficiente de rendimiento energético (COP) de 0,8 para este estudio. A partir de esto se tendrá para los dos sistemas solares térmicos, producción de gas natural, agua caliente sanitaria y toneladas de refrigeración que a entregar a las diferentes zonas de interés de las diez (10) ciudades de Colombia.

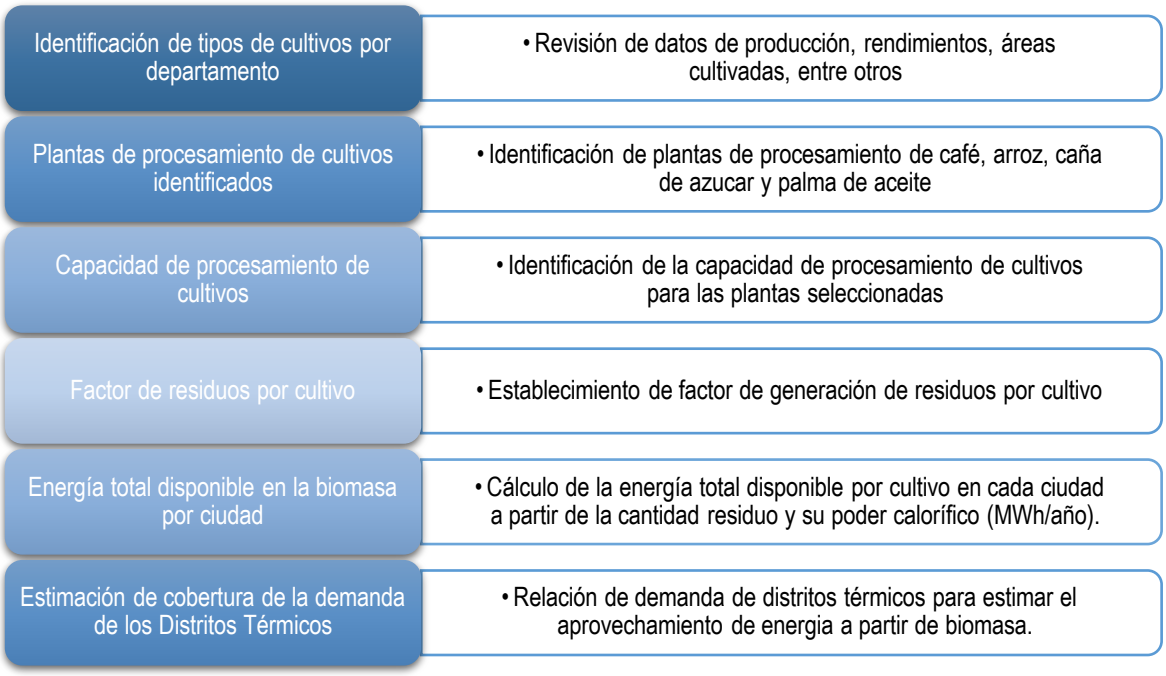
2.3 BIOMASA Y RESIDUOS SÓLIDOS

La metodología para la estimación del potencial energético de la biomasa y los residuos sólidos se realiza con dos procedimientos diferenciados. En el caso de la biomasa, consta de las siguientes fases metodológicas (ver **Figura 7**): *(i) Identificación de cultivos, (ii) Identificación plantas de procesamiento, (iii) capacidad de procesamiento cultivos, (iv) Factores de residuo, (v) potencial energético biomasas y, (vi) cobertura de la demanda de los Distritos Energéticos por el aprovechamiento de la biomasa.*

Como se observa en **Figura 7**, inicialmente se identifica los cultivos sembrados por departamentos, explorando la producción, rendimientos y área cultivada en cada uno de los municipios. La identificación de cultivos se dirige especialmente al café, el arroz y la palma de aceite, cultivos que según la Evaluación Agropecuaria presentada por el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural (2022) cuentan con la mayor extensión sembrada en Colombia, con 841.202, 667.005 y 658.979 hectáreas a 2021 respectivamente.

Para la estimación del potencial energético de la biomasa se tuvieron en cuenta dos aproximaciones, la primera de ellas fue la utilización de las capacidades de las plantas encargadas de realizar el procesamiento de los cultivos de arroz, café y palma de aceite lo que permitió calcular un potencial. Como segunda aproximación, en aquellos casos en los cuales no fue posible establecer de forma específica la capacidad de procesamiento de las plantas se utilizaron diferentes factores de acuerdo con el Atlas de Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia (UPME et al., 2011) para estimar el potencial (MW/año) en cada ciudad de acuerdo con la disponibilidad de la biomasa.

Figura 7. *Metodología de desarrollo para energía a partir de la biomasa*



Fuente: Elaboración propia.

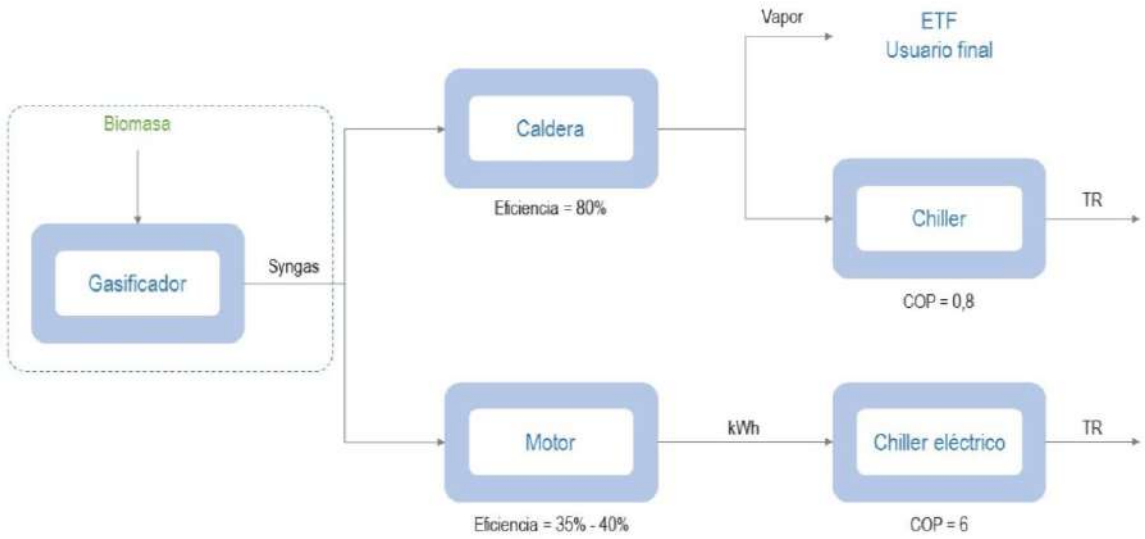
Con la identificación del potencial de energía a partir de la biomasa, se procede a estimar el aprovechamiento de la biomasa para generación de energía. Una de las rutas para el aprovechamiento de la cascarilla de arroz es la gasificación que se define como un proceso termoquímico en el cual un material carbonoso como los residuos de la biomasa se convierten en una mezcla de gases con un bajo poder calorífico conocido como gas de síntesis o gas pobre y el cual está compuesto principalmente por H_2, CO, CH_4, CO_2.

Todo el proceso ocurre en un gasificador al cual ingresa la biomasa y un agente gasificante el cual favorece las reacciones químicas necesarias para la descomposición de la biomasa. Este agente puede ser aire, oxígeno o vapor de agua y su selección influye ampliamente en la composición final del gas de síntesis y por ende en su poder calorífico (Rezaiyan & Cheremisinoff, 2005).

Existen diferentes tipos de reactores que se clasifican de acuerdo con el método de calentamiento, la presión a la cual trabajan y la manera en la cual interactúan los flujos de gas y de biomasa. En esta última clasificación se encuentran los gasificadores de lecho fijo, los fluidizados y los de flujo de arrastre y la selección de una tecnología u otra dependerá de las propiedades de la biomasa (como por ejemplo su tamaño de partícula y porcentaje de humedad), la capacidad de generación requerida y las necesidades de composición del gas de síntesis (De et al., 2018).

En la **Figura 8** puede observar el diagrama para el aprovechamiento del potencial de cascarilla de arroz, en un primer momento se obtendría gas de síntesis del gasificador el cual se propone utilizar a través de una de los dos sistemas. En una primera opción, el gas debe limpiarse de impurezas y reducir su temperatura para ser mezclado con aire e inyectado a un motor para la generación de electricidad (MWh/año) con eficiencias típicas entre el 35 y el 40%; la transformación de energía puede continuar un paso más y ser útil para generar toneladas de refrigeración en un chiller (TR/año).

***Figura 8**. Tecnologías de aprovechamiento de la cascarilla de arroz*

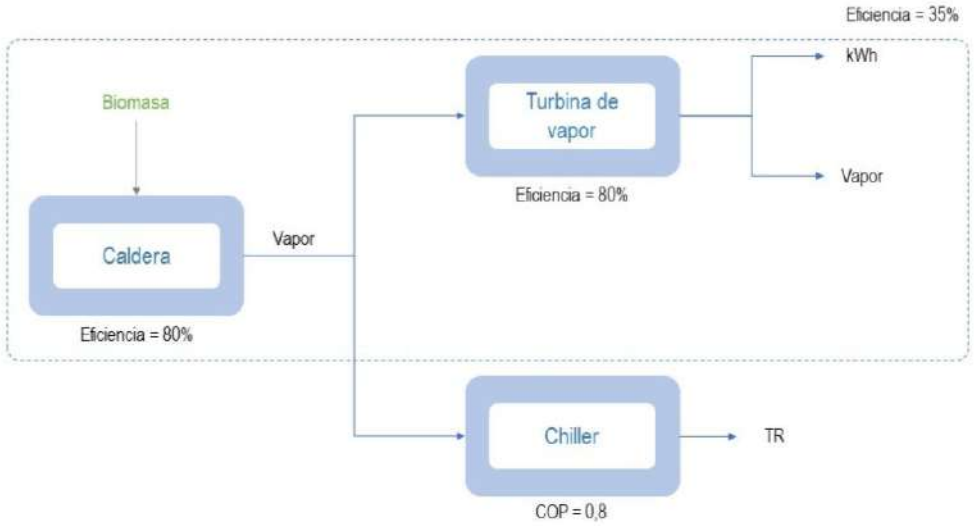


Fuente: Elaboración propia

En una segunda opción, el gas de síntesis se utilizaría como combustible en una caldera con una eficiencia del 80%. La caldera entrega a la salida vapor saturado $(Ton_{vapor}/año)$ que puede utilizarse para la entrega directa a un usuario final o para ser ingresado a un chiller de absorción y obtener toneladas de refrigeración (TR/año).

Por otra parte, en el caso del aprovechamiento del potencial del cuesco de palma y el cisco de café se sugiere la combustión directa de la biomasa en una caldera como se observa en la **Figura 9**. La finalidad es obtener vapor $(Ton_{vapor}/año)$ que puede ser aprovechado en una turbina con eficiencias cercanas al 80%, a la salida del proceso se obtiene energía eléctrica (MWh/año) a disposición del usuario. En una segunda opción dicho vapor puede ser aprovechado en un chiller de absorción para obtener toneladas de refrigeración (TR/año).

***Figura 9.** Tecnologías de aprovechamiento de la cascarilla del cuesco de palma y el cisco de café*



Fuente: Elaboración propia

Las consideraciones utilizadas en el desarrollo de la metodología para estimación del potencial a partir de residuos de biomasa y su aprovechamiento son listados a continuación:

- Capacidad de trillado → Para el caso en el cual se utilizó el factor de residuo de cultivo y la producción de grano municipal se trabajó con el supuesto de que las trilladoras de la ciudad de interés procesan el 80% de la biomasa disponible
- Selección del tipo de grano → La estimación de la cantidad de residuo disponible por cultivo se realiza utilizando grano de arroz paddy verde para el cultivo de arroz y café pergamino seco para el cultivo de café, en ambos casos a estos granos no se les ha retirado la cascarilla que los cubre de acuerdo con lo expuesto por (DANE, 2022; Montilla-Pérez et al., 2008)
- Factor de residuo → El factor de residuo se define como la fracción en masa del tipo de grano seleccionado que corresponde al residuo de interés. En el caso del arroz la cascarilla representa el 20% de la producción total (Llanos Páez et al., 2016); en el cultivo de café por cada 92,8 kg de café pergamino seco 18,7 kg corresponden a cisco de café (Montilla-Pérez et al., 2008); para la palma de aceite por cada tonelada de Racimo de Fruta Fresca (RFF) un 6% corresponde a cuesco de palma (Quintero-López, 2017) y finalmente, se considera que un 30% de la producción de caña de azúcar corresponde a bagazo
- Poder calorífico inferior → Para la cascarilla de arroz, el cisco de café, el cuesco de palma y el bagazo de caña los poderes caloríficos corresponden a 14,61 MJ/kg (Osorio, 2019), 15,86 MJ/kg (Manrique-Waldo, 2018), 21,1 MJ/kg (Barco-Burgos, 2015) y 8,00 MJ/kg (Tone & Wittwer, 1995) respectivamente
- Poder calorífico superior del gas de síntesis → Para el gas de síntesis obtenido a partir de la gasificación de la cascarilla de arroz se utiliza un poder calorífico superior de 4,2 MJ/m^3 (Macías et al., 2022)
- Disponibilidad de planta y factor de capacidad → En el procesamiento de la palma de aceite se establecen como supuestos una disponibilidad de planta del 70% y un factor de capacidad del 90%
- Distancia máxima entre el cultivo y la ciudad de interés → la distancia máxima de transporte de la cascarilla de arroz, el cisco de café y el cuesco de palma se calcula utilizando el precio equivalente de transporte de la biomasa (USD/ton), el precio de logístico de transportarla ($/ton/km) y la participación de la logística en el costo (%). Las distancias calculadas para cada biomasa varían de acuerdo con la ciudad debido al costo del gas natural (COP/m^3) utilizado para hallar el precio equivalente de transporte

Adicionalmente, se hace la estimación del porcentaje de aprovechamiento de energía a partir de la biomasa para la cobertura de la demanda de energía eléctrica y gas natural de los distritos térmicos de cada ciudad en las zonas de interés.

Por otro lado, en el caso de los residuos sólidos, de acuerdo con la **Figura 10** se presenta la metodología, que consiste en: *(i) Identificación rellenos sanitarios, (ii) ubicación y distancia de los rellenos sanitarios, (iii) priorización rellenos sanitarios, (iv) generación de biogás (m^3/año), (v) potencial energético de los residuos sólidos (MW/año) y, (vi) cobertura de la demanda de los Distritos Térmicos.*

Figura 10. *Metodología de desarrollo para energía a partir de residuos sólidos*

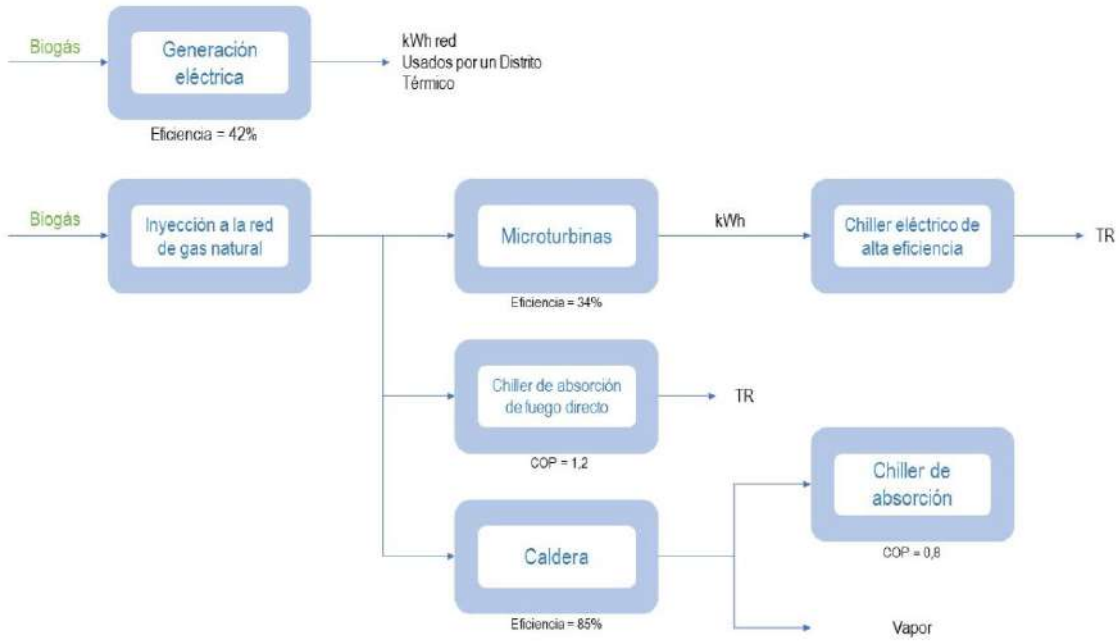
Fuente: Elaboración propia.

Inicialmente se identifica a nivel nacional los rellenos sanitarios con la gestión de la mayor cantidad de residuos en toneladas por día, estos datos son obtenidos a partir del Informe Nacional de Disposición Final de Residuos Sólidos publicados por Superservicios en 2021. El segundo paso es establecer la ubicación del relleno y su distancia de 50 km a la ciudad de estudio más cercana, así mismo verificar el estado de funcionamiento de cada relleno a fin de establecer si se encuentra activo o cerrado, incluso un relleno sanitario cerrado debe verificarse para establecer si aún tiene potencial, esta información es revisada a través de los reportes realizados en el Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios, portal administrado por (Superservicios, 2019b).

Posteriormente se identificó el flujo de biogás generado en cada uno de los rellenos sanitarios a través de los informes de sostenibilidad de las empresas operadoras de los rellenos, estudios basados en el Modelo Colombiano de Biogás y/o los Planes de gestión Integral de Residuos Sólidos (PGRIS) de algunas de las ciudades. Finalmente, utilizando un promedio del poder calorífico y la composición del biogás se obtuvo la estimación del potencial energético en MWh/año.

El aprovechamiento de la energía a partir de los residuos sólidos en biogás puede darse de dos formas, la primera de ellas, como se observa en la parte superior la de la **Figura 11** consiste la generación de electricidad (MWh/año) que puede ser entregada directamente a la red; la segunda ruta consiste en inyectar el biogás a la red de gas natural lo que posteriormente permitiría que el combustible sea usado en alguna de las siguientes opciones: (i) mediante microturbinas para la generación de energía eléctrica (MWh/año), (ii) mediante microturbinas y chiller eléctrico de alta eficiencia para la generación de refrigeración (TR/año); (iii) chiller de absorción de fuego directo para la generación de refrigeración (TR/año), (iv) mediante caldera con una eficiencia del 85% y chiller de absorción para la generación de refrigeración (TR/año) y, (v) generación de biometano (m^3/año) a partir del biogás de los rellenos sanitarios identificados.

Figura 11. *Tecnologías de aprovechamiento del biogás*



Fuente: Elaboración propia

Las consideraciones utilizadas en el desarrollo de la metodología para estimación del potencial a partir de residuos sólidos disponibles en rellenos sanitarios son listados a continuación:

- Producción de biometano → Se supone que el 60% del biogás se convierte en biometano teniendo en cuenta los datos de producción de biometano de diferentes plantas alrededor del mundo (García-Sanchez, 2016).
- Distancia máxima entre el relleno sanitario y el centro de la ciudad de interés→ Se supone una distancia máxima para el transporte de biogás de 50km.
- Eficiencia de equipos → para la microturbina la eficiencia del 30% y un factor de planta del 90% (Capstone Green Energy, 2023), por otro lado, la eficiencia para la caldera es del 80% (Vakkilainen, 2016)
- COP de equipos → Chiller eléctrico de alta eficiencia (COP= 6), chiller de absorción de fuego directo (COP 1,2), chiller de absorción (COP=0,8) (Shuangliang Eco- Energy, 2022).

Finalmente se hace la estimación del porcentaje de aprovechamiento de energía a partir de los residuos sólidos para la cobertura de la demanda de energía eléctrica y gas natural de los distritos térmicos de cada ciudad en las zonas de interés.

2.4 CALOR RESIDUAL

La metodología para la estimación del potencial energético a partir de calor residual se desarrolló en cuatro fases (ver **Figura 12**), siendo estas: *(i) la selección de empresas, (ii) el cálculo de intensidades energéticas y, (iii) la estimación de la cantidad de calor residual y, (iv) cobertura de la demanda de los Distritos Térmicos.*

Figura 12. *Metodología de desarrollo para energía a partir de calor residual*

Fuente: Elaboración propia.

Inicialmente se identifican las zonas/divisiones políticas con mayores emisiones de gases de efecto invernadero a partir de los resultados del Inventario Emisiones GEI Línea Base 2016-2020 Proyecciones 2021-2030 para ONUDI contrato 3000093750 (MGM Innova Energy Services et al., en 2022).

Este inventario cuenta con una base de datos en la cual se identifican empresas en las diez ciudades de interés para el presente estudio relacionando ubicaciones, actividades económicas y emisiones GEI de las zonas donde se encuentran ubicadas. El objetivo es articular esta base de datos con la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU) publicada por el DANE en 2020, clasificar las empresas pertenecientes a los sectores comercial e industrial y posteriormente seleccionar los códigos CIIU que describan actividades empresariales con potencial de oferta de energía a partir de calor residual mediante la identificación de las industrias con potencial listadas en inventarios de emisiones de fuentes fijas en Colombia.

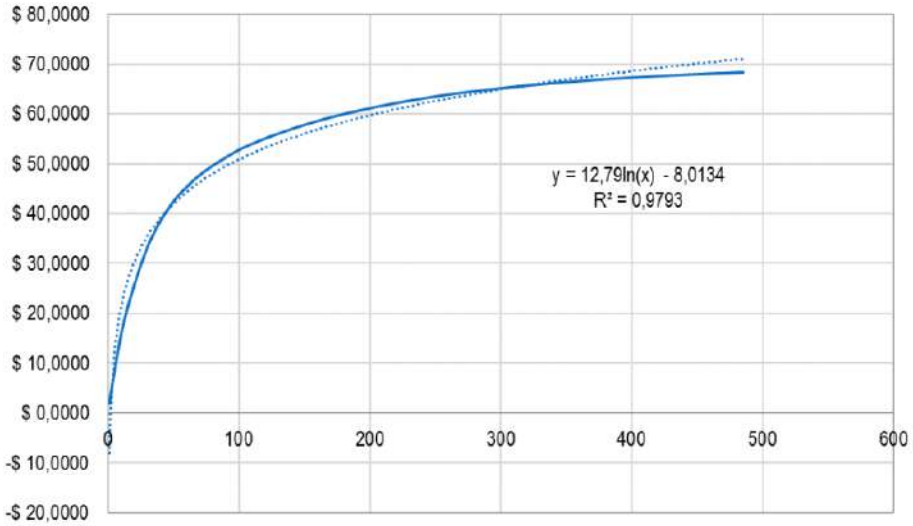
El listado de códigos CIIU seleccionados permite identificar un listado inicial de las empresas de interés para el estudio en cada una de las ciudades y consolidar la base de datos con la que se trabajará en adelante. El siguiente paso consiste en determinar el tamaño de las empresas a partir de diferentes indicadores entre los cuales se incluyen los ingresos operacionales o producción en ventas, el número de habitaciones, camas o estudiantes y el área en metros cuadrados.

Con este listado, se procede a establecer las intensidades energéticas para cada grupo CIIU que ha quedado seleccionado y su valor se obtiene a partir de la proyección de los ingresos operacionales y el consumo nacional de combustible. Para el desarrollo de esta metodología, el combustible de interés es el gas natural y los valores son obtenidos a partir de la Encuesta Anual Manufacturera (EAM) publicada por el DANE en 2020. Finalmente, en el último paso se estima el consumo de energía térmica en MMBTU utilizando el consumo térmico del grupo CIIU al cual pertenece la empresa y sus ingresos operacionales reales.

Como se mencionó, los consumos de energía térmica y eléctrica por cada grupo CIIU a nivel nacional se articulan con el tamaño de cada división CIIU para realizar el cálculo de las intensidades energéticas por actividad productiva. Posteriormente, el tamaño de cada división CIIU se determina a partir de los indicadores

de tamaño, en el caso del uso de los ingresos operacionales la estimación se justifica teniendo en cuenta el mayor porcentaje de participación de las empresas más grandes del país; como ejemplo se presenta la Figura 13 en la cual puede observarse la proyección de ingresos para la división CIIU 10 correspondiente a elaboración de alimentos.

***Figura 13**. Proyección de ingresos operacionales para la división CIIU 10 - Elaboración de Alimentos*



Fuente: Elaboración propia a partir de (DANE, 2020b)

La figura ilustra como las empresas más grandes producen la mayor cantidad de los ingresos operacionales totales. De esta manera calculando los ingresos operacionales de las empresas más grandes dentro de cada grupo CIIU podemos estimar el tamaño total del grupo CIIU a nivel nacional para el sector manufacturero.

En la segunda fase se utilizaron los consumos de gas natural (m^3) y energía eléctrica (MWh) para cada una de las divisiones CIIU pertenecientes a las empresas del listado consolidado, este valor junto a la proyección de los ingresos operacionales permitió calcular la intensidad eléctrica y la intensidad térmica por división CIIU en $MWh/Miles\ de\ millones\ de\ COP$; con estas intensidades fue posible estimar el consumo de energía eléctrica y térmica de cada una de las empresas seleccionadas teniendo en cuenta los ingresos operacionales en 2019.

En la tercera fase se estableció la proporción de la demanda de calor (Hasanbeigi et al., 2021) la cual corresponde al uso de procesos existentes de baja (<100 ºC), media (100ºC - 400ºC) y alta temperatura (>400 ºC) por división CIIU. Posteriormente, para cada una de las empresas seleccionadas se estima el calor residual (MWh/año) disponible como oferta de acuerdo con el rango de temperatura. Debe destacarse que el cálculo de la oferta de calor incluye también el aporte del sector de alojamiento y salud para los cuales se utilizaron factores de consumo de gas natural por habitación que permitieron calcular el consumo anual de gas natural en cada hotel a nivel detallado en cada zona de interés y a nivel global en la ciudad por división política.

Adicionalmente, en la **Tabla 11** se presenta la distribución de porcentaje de calor por rango de temperatura.

***Tabla 11.** Distribución del porcentaje de calor de desecho por rango de temperatura en diferentes industrias*

División CIIU	Descripción de división CIIU	Alta temperatura	Media temperatura	Baja temperatura
10	Elaboración de productos alimenticios	0%	35%	55%

División CIIU	Descripción de división CIIU	Alta temperatura	Media temperatura	Baja temperatura
11	Elaboración de bebidas	0%	35%	55%
14	Confección de prendas de vestir	18%	54%	28%
15	Curtido y recurtido de cueros; fabricación de calzado; fabricación de artículos de viaje; maletas, bolsos de mano y artículos similares, y fabricación de artículos de talabartería y guarnicionería; adobo y teñido de pieles	10%	60%	30%
17	Fabricación de papel, cartón y productos de papel y cartón	18%	54%	28%
19	Coquización, fabricación de productos de la refinación del petróleo y actividad de mezcla de combustibles	49%	30%	21%
20	Fabricación de sustancias y productos químicos	49%	30%	21%
21	Fabricación de productos farmacéuticos, sustancias químicas medicinales y productos botánicos de uso farmacéutico	49%	30%	21%
23	Fabricación de otros productos minerales no metálicos	88%	6%	6%
25	Fabricación de productos elaborados de metal, excepto maquinaria y equipo	91%	6%	3%
29	Fabricación de vehículos automotores, remolques y semirremolques	10%	29%	61%

Fuente: Elaboración propia a partir de Electrifying U.S. Industry: A technology - and process-based approach to decarbonization (Hasanbeigi et al., 2021).

De acuerdo con lo anterior, al estimar el potencial de calor de desecho útil (MWh/año) es posible aprovechar este tipo de energía a partir de diferentes métodos de recuperación de calor residual como las calderas de recuperación (o intercambiadores de calor de recuperación) y el chiller de absorción.

Las calderas de recuperación o los intercambiadores de calor son utilizados para transferir el calor de forma eficiente de un ambiente a otro y la energía térmica recuperada se puede usar tanto en aplicaciones domésticas, comerciales e industriales, así como en la refrigeración; estos suelen tener diferentes categorías acordes con su aplicación, sin embargo, los más populares son los intercambiadoras de calor de placa y de tubos (Farhat et al., 2022); este sistema permite aprovechar el calor de desecho en forma de reemplazo del gas natural (m^3/año).

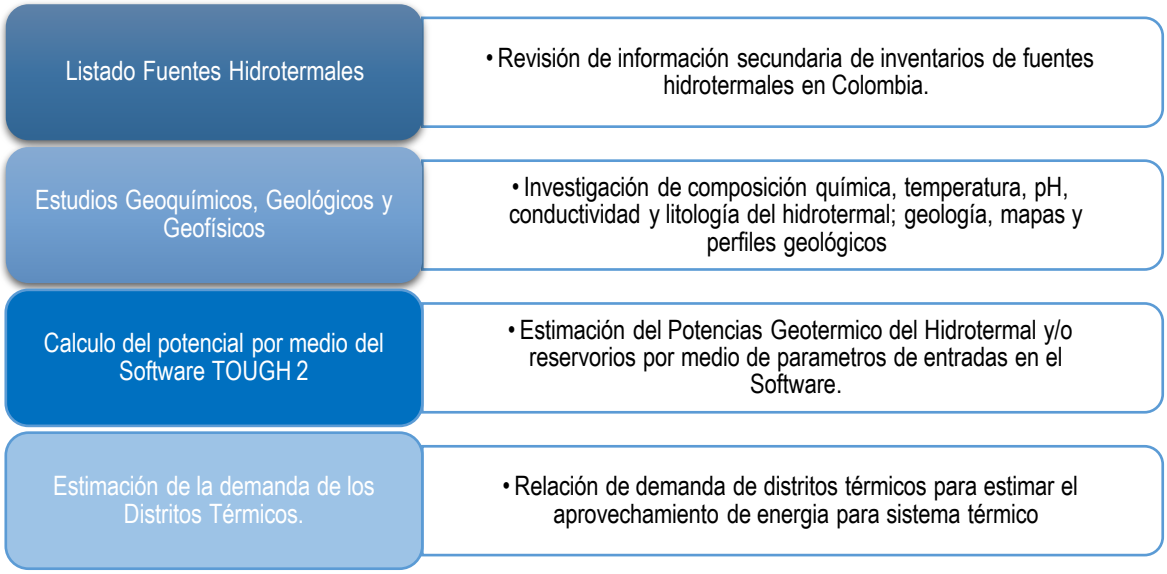
Por otro lado, un chiller de absorción se define como un sistema de ciclo cerrado en el cual se evapora un refrigerante por la acción de un líquido que circula, logrando así enfriar el líquido que suministra calor al refrigerante (Franco Gutiérrez & Isaza Roldán, 2018); este sistema permite aprovechar el calor de desecho para proveer toneladas de refrigeración en forma de reemplazo de energía eléctrica (MWh/año).

Finalmente se hace la estimación del porcentaje de aprovechamiento de energía a partir de los residuos sólidos para la cobertura de la demanda de energía eléctrica y gas natural de los distritos térmicos de cada ciudad en las zonas de interés.

2.5 GEOTÉRMICA

En la **Figura 14** se presenta el proceso metodológico previo para estimar el potencial geotérmico de fuentes para cada una de las ciudades objeto de estudio, el cual consta de: *(i) listado fuentes hidrotermales; (ii) revisión de estudios geoquímicos, geológicos y geofísicos; (iii) estimación potencial eléctrico y térmico de las fuentes hidrotermales (MW/h) y; (iv) cobertura de la demanda de los Distritos Térmicos.*

Figura 14. *Metodología de desarrollo para el cálculo del potencial a partir de energía geotérmica.*



Fuente: Elaboración propia.

Primero para desarrollar estos estudios se hace una revisión de información secundaria de inventarios de fuentes hidrotermales, Fumarolas y volcanes de las 10 ciudades de Colombia teniendo en cuenta que estas fuentes no tienen que estar necesariamente en la ciudad, pero si en municipios cercanos y su mismo departamento a una distancia no mayor de 50 kilómetros desde la fuente hidrotermal y el punto medio de la ciudad de estudio.

Para llevar a cabo proyectos geotérmicos se deben tomar en cuenta ciertos estudios que explique y verifique el potencial geotérmico de una zona en concreto. Estos estudios son geoquímicos, geológicos y geofísicos, la unión de estos tres tipos de estudio es fundamental para elaborar un modelo conceptual para evaluar el potencial geotérmico de una zona. Este inventario contiene varias propiedades geoquímicas expresadas en sus unidades correspondientes como: pH, temperatura etc. Estas propiedades son importantes para la elaboración de un modelo geoquímico el cual descartará unas fuentes hidrotermales que no son aptas para evaluar el potencial geotérmico.

Los estudios geoquímicos engloban el muestreo de agua y gases de las manifestaciones exteriores (manantiales, géiseres, pozos de lodo, etc.), quien examina y estima la temperatura y la composición química de las mismas, en el que evidentes componentes pueden ocuparse para evaluar probable temperaturas del depósito, como ejemplo el análisis de hidrógeno y oxígeno en aguas geotérmicas es un medio de determinar el origen de dichas aguas, a pesar de ello ningún método de exploración logra probar la existencia o el tamaño de un depósito geotérmico; únicamente la perforación de pozos profundos y el ensayo encontrado en el mismo determinan si logra realizarse explotación del recurso.

El estudio geológico especifica zonas fracturadas o si en el mismo se encuentran alteraciones de origen hidrotermal, este estudio inicialmente busca identificar la manifestación de elementos superficiales como manantiales, géiseres, fumarolas, pozos de lodo hirviente, entre otras; que comprueben la posibilidad de existencia de recurso geotérmico. Las características importantes analizadas son: mapas y perfiles geológicos de los termales y ciudades de estudio, litología del termal y descripción geológica y secuencias volcánicas: si hay volcanes cerca, que tipo de volcanes.

El estudio geofísico incluye el método gravimétrico que consiste en la medición de las pequeñas variaciones en el campo de gravedad terrestre, como consecuencia de las distribuciones de masa presentes en el subsuelo (deficiencias y/o excesos de densidad) (GEOTEM Ingeniería S.A. de C.V, 2016), magnetometrías en el cual se miden las alteración del campo magnético de la tierra, termométricos en el cual se mide la temperatura de las muestras, sísmicos y de resistividad que favorecen a la detección de las diferentes capas de materiales, al igual que a la posible identificación de su naturaleza, con el objetivo de conocer la estructura de la zona y las posibles localizaciones del recurso geotérmico además de confinamiento de aguas subterráneas. La revisión y análisis de las propiedades geoquímicas, geológicas y geofísicas permitirán identificar y priorizar las fuentes hidrotermales para estimar el potencial geotérmico.

El último proceso es calcular el potencial geotérmico de cada fuente hidrotermal o de cada grupo específico de fuentes hidrotermales agrupadas entre sí por su cercanía entre ellas, para esto, se utiliza el método volumétrico mediante el software llamado TOUGH2 PATH el software es un programa de simulación numérica paralela que combina la geomecánica con el flujo de fluidos y calor en medios fracturados y porosos, y es aplicable para la simulación de sistemas geotérmicos mejorados (Anexo 5.6 se presenta el manual de uso del software); de esta forma se estima el potencial eléctrico y térmico de las fuentes hidrotermales (MW/año).

Por su parte, la temperatura del recurso geotérmico proporciona un indicativo del tipo de tecnología por utilizar, en relación con las agrupaciones seleccionadas para generación eléctrica. Como regla general se considera que, si la temperatura esperada del recurso es menor de 160°C, se propone su aprovechamiento a través de plantas geotérmicas de ciclo orgánico Rankine para la generación de energía eléctrica (MWh/año).

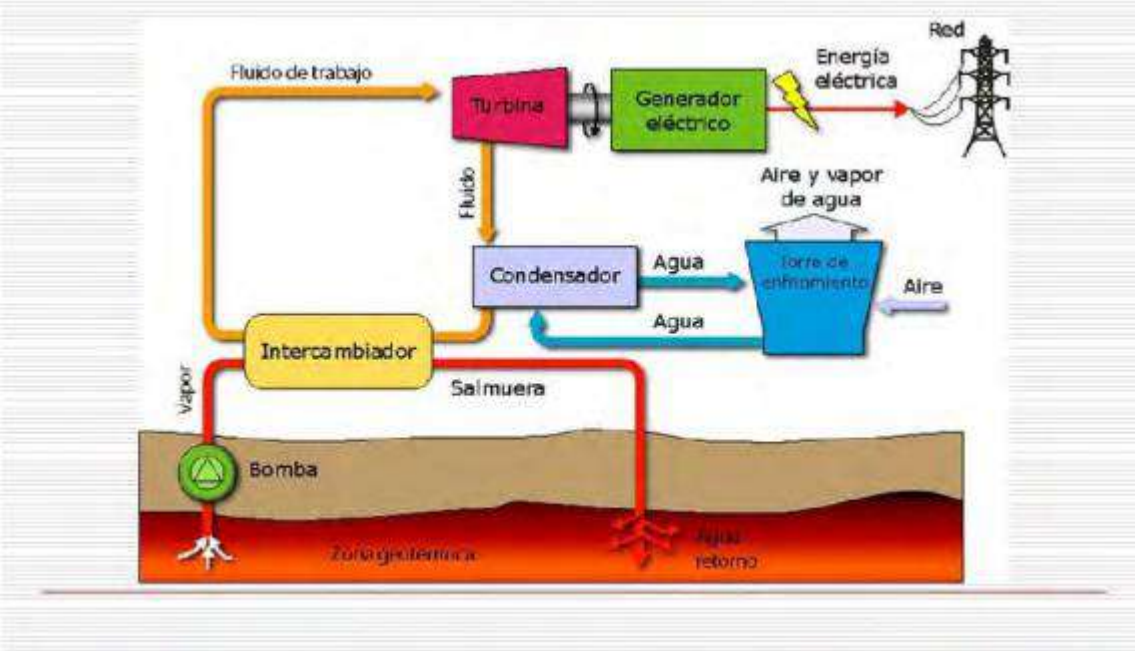
Los ciclos Rankine son ciclos de potencia que permiten convertir el calor en trabajo. Algunas de las ventajas de los ciclos Rankine son: bajo mantenimiento, sistemas compactos y poco ruidosos, no genera emisiones (salvo en caso de fuga del fluido de trabajo), y el único consumo existente es el de la energía eléctrica necesaria para el funcionamiento de la bomba. Normalmente el fluido de trabajo utilizado en un ciclo Rankine es agua, pero a medida que surgen necesidades de aplicación a baja temperatura, se hace necesario plantearse utilizar nuevos fluidos de trabajo capaces de sacar provecho a estas bajas temperaturas para la producción eficiente de energía mecánica. El ciclo orgánico Rankine (ORC) tiene los mismos elementos y el mismo funcionamiento que un ciclo Rankine convencional, pero con la diferencia del fluido de trabajo empleado, teniendo en cuenta a la hora de seleccionarlo que, además de ciertas características técnicas, deberá tener un bajo impacto ambiental (Amat Albuixech, 2017).

El uso de ORCs para el aprovechamiento de este tipo de energía permiten obtener energía de yacimientos geotérmicos de menor temperatura (Chamorro Camazón, 2009). Por tanto, dependiendo de las características del recurso geotérmico, generalmente se utilizarán turbinas de vapor convencionales para las de mayor temperatura (150ºC como mínimo), y para temperaturas menores de 85ºC-170ºC, siempre dependiendo del fluido orgánico a utilizar una buena opción es utilizar los ORC (Dickson & Fanelli, 2004).

En la **Figura 15** se observa el funcionamiento de un Ciclo Orgánico Rankine para el aprovechamiento de energía geotérmica, en este ciclo un fluido orgánico se evapora a una temperatura relativamente baja gracias a la energía que toma del fluido geotérmico en un intercambiador de calor. Posteriormente el vapor producido se expande en una turbina conectada al generador eléctrico. A la salida de la turbina el vapor se condensa en

otro intercambiador de calor refrigerado por aire o por agua. El fluido condensado vuelve a ser llevado al evaporador mediante una bomba, cerrándose el ciclo (Amat Albuixech, 2017).

Figura 15. *Funcionamiento de un Ciclo Orgánico Rankine.*



Fuente: (Portillo, 2019)

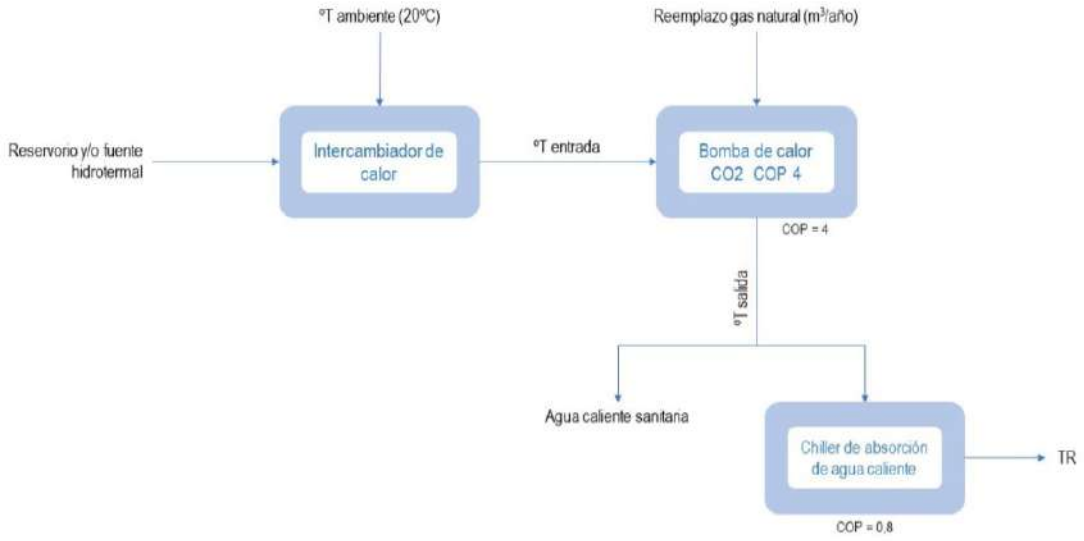
Las consideraciones utilizadas en el desarrollo de la metodología para la estimación del potencial de aprovechamiento de energía geotérmica son las siguientes:

- Ubicación geográfica de fuentes hidrotermales → Con criterio de ubicación se considera de interés a aquellas fuentes ubicadas a menos de 50 km en línea recta de las ciudades de estudio.
- Agrupación de fuentes hidrotermales → Debido a la proximidad de algunas fuentes, se considera que pueden formar parte de la misma alteración hidrotermal. Por lo cual, se conforman radios de afectación equivalentes a 1 km^2, en el caso de traslaparse, la unión de las áreas es considerada como el área del recurso geotérmico.
- Espesor del área de estudio → Dado que este estudio representa una etapa temprana de estimación del potencial. La incertidumbre en el rango de valores asociados es algo. Para el caso se considera un espesor en el rango de valores entre 500 a 1500m centrados en 1000m.
- Temperatura de abandono → La temperatura de abandono o rechazo define el límite hasta el cual la energía es extraída. El límite inferior es en todo caso la temperatura ambiente. No obstante, en el caso de la generación eléctrica, esta será algunos grados superiores a la temperatura ambiente, considerando las limitantes impuestas por el sistema enfriamiento del sistema. Se considera un valor conservador de 80 °C como valor inferior del recurso para ser propuesto para generación eléctrica (Lfndal, 1992; Zarrouk & Moon, 2014).

Por otro lado, para usos propuestos del tipo Térmico se refiere a usos directos, los cuales incluyen invernaderos, procesamiento de alimentos, balneología, secadores industriales, calefacción en zonas frías, etc; sin embargo, el aprovechamiento es en los lugares donde se encuentran las fuentes hidrotermales, la cuales están por fuera de las ciudades. Por lo tanto, se propone el aprovechamiento en sitio a partir de bombas de calor CO^2 y Chiller de Absorción de agua caliente.

En la **Figura 16** se presenta el esquema de aprovechamiento térmico de las fuentes hidrotermales que consiste en un sistema de bomba de calor de CO^2 para la producción de Agua Caliente Sanitaria y por ende el reemplazo de gas natural (m^3/año) y la generación de refrigeración (TR/año) a partir del sistema de bomba de calor CO^2 y chiller de absorción de agua caliente.

Figura 16. *Tecnologías de aprovechamiento del potencial térmico de los reservorios.*



Fuente: Elaboración propia.

Las consideraciones utilizadas en el desarrollo de la metodología para el aprovechamiento del potencial térmico de las fuentes hidrotermales en sitio son las siguientes:

- Aprovechamiento del reservorio → 10%
- Bomba de calor CO^2 → COP 4
- Chiller de absorción agua caliente → COP 0,8

De acuerdo con las metodologías propuestas en la sección 2, a continuación, se presenta los resultados del aprovechamiento del potencial de las energías renovables, reusables y residuales en diez (10) ciudades de Colombia.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la siguiente sección, se muestran los resultados obtenidos por los diferentes tipos de energía renovable analizadas para las ciudades de Bogotá, Medellín, Cartagena, Barranquilla, Montería, Neiva, Bucaramanga, Cúcuta, Villavicencio, Cali.

Los resultados se presentan acorde a los hallazgos claves (evidenciados en el Progress Report) y a la estimación del potencial de cada energía renovable y su aprovechamiento en cada una de las ciudades, en donde:

- Se estima el aprovechamiento del potencial eólico para las ciudades de Cartagena, Barranquilla, Bogotá, Neiva, Cali y Cúcuta. Sin embargo, debido a valor por debajo de los 4,5 m/s de velocidad de viento en las ciudades de Medellín, Bucaramanga, Montería y Villavicencio no se estima el potencial eólico ya que hace inviable la rentabilidad de aprovechamiento de este tipo de energía. Para las ciudades de Barranquilla, Cartagena, Neiva, Cúcuta y Bogotá se propone la utilización de sistemas híbridos con mini aerogeneradores (6 kW de potencia) debido a que requieren de una menor infraestructura, se pueden instalar en techos para la cobertura de la demanda de energía eléctrica de Distritos Térmicos. En el **Anexo 1.2_Ubicación Mini Aerogeneradores** se especifican los techos utilizados en las zonas de interés de cada ciudad.
- Se estima el aprovechamiento del potencial solar ya sea sistemas fotovoltaicos y térmicos como ACS y refrigeración en las zonas de interés para la reducción de emisiones GEI mediante Distritos Térmicos (ver ***Tabla 7***).
- Se estima el aprovechamiento del potencial de biomasa a partir de residuos de cascarilla de arroz, cisco de café, bagazo de caña y cuesco de palma de aceite; y el aprovechamiento del potencial de biogás disponible de los rellenos sanitarios cercanos a las ciudades objeto de proyecto.
- Se estima el aprovechamiento del potencial de calor residual a nivel global en la ciudad teniendo en cuenta los consumos de gas natural de acuerdo con el código CIIU y por división política y, adicionalmente, se presenta una estimación a nivel específica el calor residual para las zonas de interés para la evaluación de Distritos Térmicos de acuerdo con las actividades económicas de las empresas ubicadas en dichas zonas.
- Se estima el aprovechamiento potencial geotérmico en las fuentes hidrotermales y/o reservorios (proximidad de fuentes, que se consideran hacen parte de una misma alteración hidrotermal) cercanos a las ciudades de Bogotá, Barranquilla, Bucaramanga, Neiva, Villavicencio y Cúcuta. Sin embargo, debido a la consulta del inventario de las fuentes hidrotermales a nivel nacional en las ciudades de Cali, Montería y Cartagena no se encuentran alteraciones termales cercanas por lo tanto no se estima potencial geotérmico.

Para mejor interpretación de los resultados en cada una de las ciudades, en la **Tabla 12** se presenta el consolidado de las tecnologías de aprovechamiento de acuerdo con el potencial de cada energía renovables, reusables y residual con sus respectivas unidades de resultado de acuerdo con la sección 2 descripción de la metodología para la evaluación del potencial de las energías en las diez (10) ciudades de Colombia.

Tabla 12. *Consolidado tecnologías de aprovechamiento de las energías solar, solar térmica, biomasa, residuos sólidos, calor residual y geotérmica.*

Energía Renovable	Tecnología de Aprovechamiento	Unidades para calcular el Potencial
Solar	Fotovoltaica	MWh/año
Solar Térmica	Colectores Solares - Agua Caliente Sanitaria	m^3/año
	Colectores Solares – Chiller de absorción - Refrigeración	MWh/año – TR/año
Eólica	Aerogeneradores (6kW)	MWh/año
Biomasa	Gasificador + motor	MWh/año

Energía Renovable		Tecnología de Aprovechamiento	Unidades para calcular el Potencial
	Cascarilla de arroz	Gasificador + motor + chiller	TR/año
		Gasificador + caldera	m^3/año
		Gasificador + caldera + chiller	TR/año
Biomasa	Cuesco de Palma Cisco de Café	Caldera + turbina de vapor	MWh/año
		Caldera + turbina de vapor + chiller	TR/año
		Caldera + chiller	TR/año
Residuos Sólidos		Microturbinas	MWh/año
		Microturbinas + chiller	TR/año
		Caldera + chiller	TR/año
		Chiller de fuego directo	TR/año
		Biometano	m^3/año
Calor Residual		Caldera de Recuperación	m^3/año
		Chiller de Absorción	MWh/año
Geotérmica		Planta geotérmica	MWh/año
		Bomba de Calor CO^2	m^3/año
		Bomba de Calor CO^2 + Chiller de absorción Agua Caliente	TR/año

Fuente: Elaboración propia.

Asimismo, se realiza un análisis del aprovechamiento de las energías renovables en la cobertura de la demanda de energía eléctrica, gas natural y refrigeración de los Distritos Térmicos para conectar a clientes potenciales del sector Industrial y Comercial y a su vez se estima la reducción de emisiones GEI en las zonas de interés donde se encuentran los potenciales Distritos Térmicos a partir del aprovechamiento de las energías renovables. En la **Tabla 13** se observa las zonas de interés para la reducción de emisiones GEI mediante Distritos Térmicos de acuerdo con los resultados del Escenario 4 inventarios de emisiones GEI línea base 2016-2020 y proyecciones 2021-2030 de cada ciudad, para ONUDI contrato 3000093750 (MGM Innova Energy Services et al., 2022), sus respectivas demandas energéticas y las emisiones GEI (tCO_2eq) de los sectores Industrial y Comercial en las zonas de interés.

Tabla 13. *Zonas de interés para la evaluación de reducción de emisiones GEI de los Sectores Industrial y Comercial mediante Distritos Térmicos en diez (10) ciudades de Colombia.*

Ciudad	Zona de Interés Distrito Térmico	Emisiones tCO_2eq	Demanda de Energía Eléctrica (MWh/año)	Demanda de Gas Natural (m^3/año)	Demanda Refrigeración (TR/año)
Barranquilla	Norte Centro Histórico	88.157	115.860	180.122	49.428
	Riomar	29.123	1.117	183	476
	Sur Occidente	20.533	6.864	16.097	2.928
Bogotá	Suba	34.610	66.039	1.179.697	28.173
	Kennedy	33.823	42.799	438.173	18.259
	Engativá	30.572	3.481	370.762	1.485
Bucaramanga	San Francisco	7.769	3.778	122.964	1.612
	Centro	9.838	13.358	102.453	5.699
	Oriental	5.472	6.591	163.878	2.812

Ciudad	Zona de Interés Distrito Térmico	Emisiones tCO_2eq	Demanda de Energía Eléctrica (MWh/año)	Demanda de Gas Natural (m^3/año)	Demanda Refrigeración (TR/año)
Cali	Comuna 2	27.816	25.077	15.203	10.699
	Comuna 17	19.591	14.186	8.523	6.052
	Comuna 19	20.695	18.412	13.403	7.855
Cartagena	UCG 8	23.396	86.722	429.117	36.997
	UCG 1	23.687	156.936	504.810	66.952
Cúcuta	Centro	7.914	3.041	1.251	1.297
	Nororiental	3.764	1.409	1.332	601
Medellín	La Candelaria	36.224	54.610	3.013.574	23.298
	Poblado	39.396	41.758	4.520.649	17.815
	Belén	16.418	2.671	2.037.429	1.139
Montería	Comuna 5	19.236	43.338	90.207	18.489
	Comuna 3	4.832	47.658	24.400	20.332
	Comuna 8	7.226	21.101	51.307	9.002
Neiva	Sur	7.264	15.197	2.066	6.483
	Central	6.096	32.057	1.019	13.676
Villavicencio	Brisas de Guatiquía	4.523	2.639	15	1.126
	Popular	4.172	1.173	0	500
	La Esperanza	3.115	586	0	250

Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de *inventarios de emisiones GEI línea base 2016-2020 y proyecciones 2021-2030 de cada ciudad, para ONUDI contrato 3000093750* (MGM Innova Energy Services et al., 2022).

De esta forma, en los resultados de cada ciudad se presenta el porcentaje de aprovechamiento de cada una de las energías renovables en los Distritos Térmicos y el porcentaje de reducción de emisiones en las zonas de interés, teniendo en cuenta los factores de emisión determinado en la Guía para elaboración de inventarios de emisiones GEI en ciudades Colombianas (WWF et al., 2021) correspondiente a 0,19 tCO_2eq/MWh generación de energía eléctrica y 1,9806 $kgCO_2/m^3$ para sistemas con gas natural.

Con respecto a los cálculos detallados de la estimación del potencial de aprovechamiento de las energías renovables, reusables y residuales en cada una de las ciudades se encuentran respectivamente en:

- Anexo 1. Energía eólica
- Anexo 2. Energía solar
- Anexo 3. Calor residual
- Anexo 4. Biomasa y residuos sólidos
- Anexo 5. Energía geotérmica

En la siguiente sección se presentan los resultados consolidados por ciudad y a su vez se presenta las subsecciones con los resultados de cada una de las fuentes de energía renovable, reutilizables y residuales objeto del presente proyecto.

3.1 BOGOTÁ

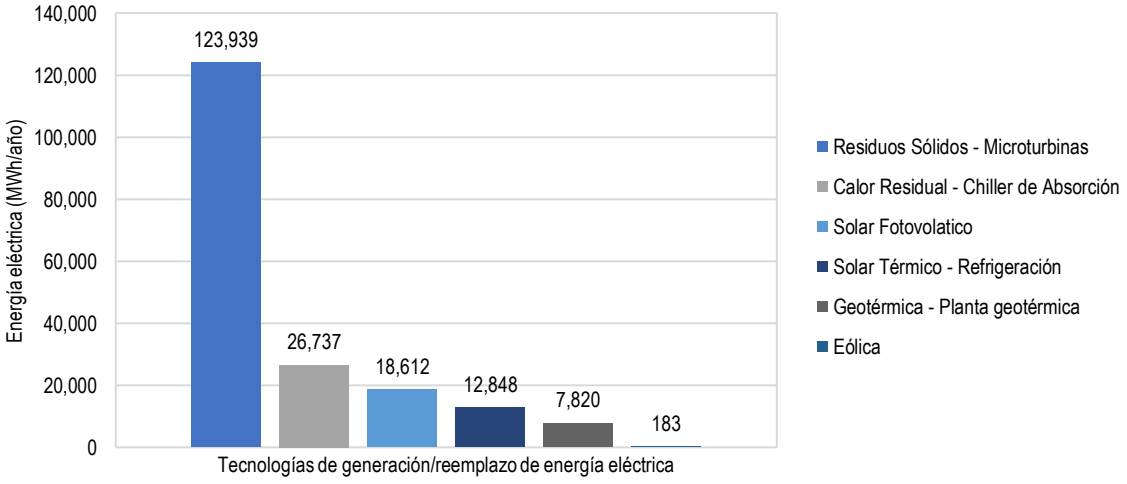
En esta sección se presenta el consolidado de los resultados a partir de la estimación de los potenciales de aprovechamiento de las energías renovables, reusables y residuales para la ciudad de Bogotá, los cuales se presentan a detalle en cada una de las subsecciones de cada tipo de energía.

En la **Figura 17** (a) se observa la generación de energía eléctrica (en MWh/año) a partir de energía solar fotovoltaica, térmica refrigeración, geotérmica, residuos sólidos microturbinas y energía eólica. Y en el caso de energía a partir de calor residual chiller de absorción se obtiene una energía de reemplazo de energía eléctrica. Se observa que la energía de residuos sólidos por microturbinas presenta una alta generación de energía de 129.939 MWh/año, seguida por reemplazo de energía por calor residual con 26.737 MWh/año, energía solar fotovoltaico con 18.612 MWh/año, energía solar térmica refrigeración con 12.848 MWh/año, energía geotérmica con 7.820 MWh/año y por último energía eólica con 183 MWh/año.

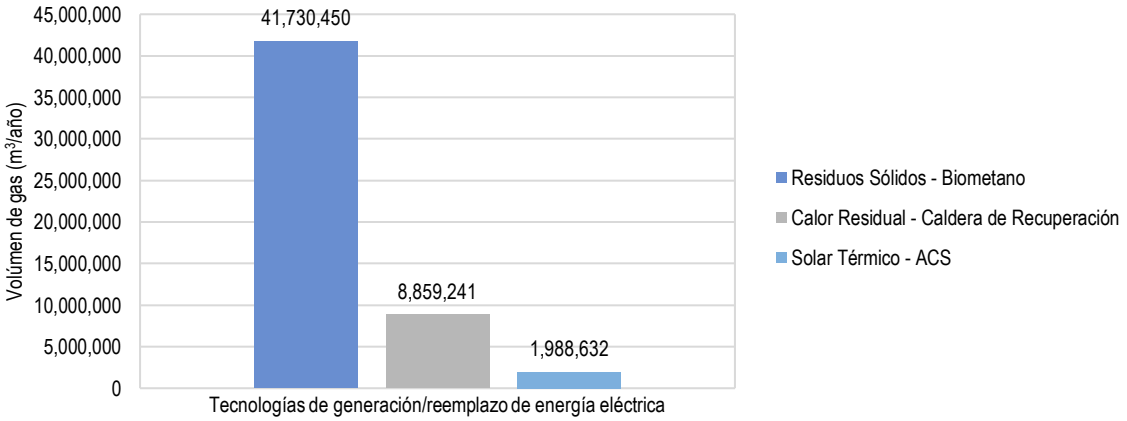
Asimismo, en **Figura 17** (b) se observa generación de gas natural por medio de residuos sólidos con biometano y energía solar térmica – ACS. De igual manera, el reemplazo de gas natural por medio de calor residual con caldera de recuperación. En esta se observa como la generación de gas natural por medio de residuos sólidos con biometano tiene una generación de 41.730.450 m^3/años generados, seguido por el reemplazo de gas natural con caldera de recuperación de 8.859.241 m^3/año y por último el sistema de ACS con 1.988.632 m^3/año de gas natural.

En la **Figura 17** (c) se presenta la generación de frio por medio de residuos sólidos con caldera +chiller, chiller de fuego directo y microturbinas + chiller. La tecnología de caldera + chiller tiene una generación de 211.440.608 TR/año, el chiller de fuego directo 142.384.248 TR/año y las microturbinas + chiller una generación de 142.300.835 TR/año.

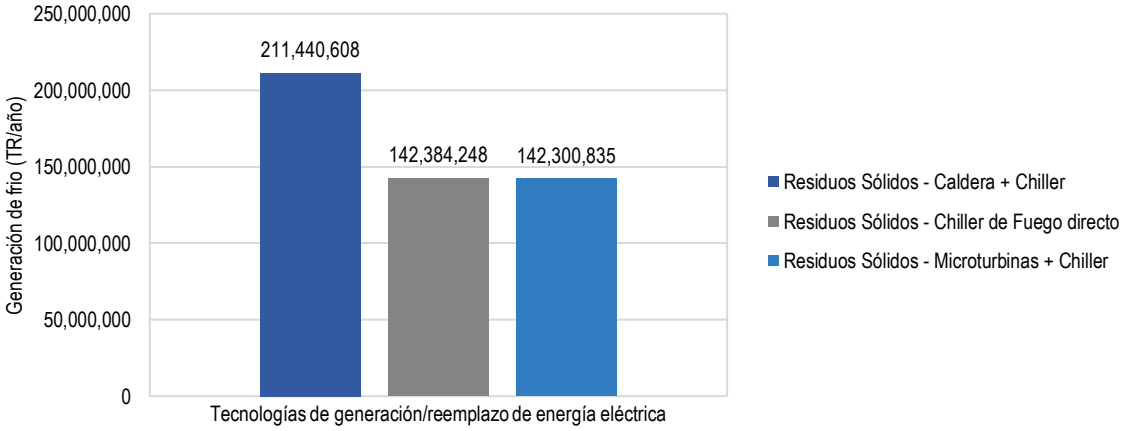
Figura 17. *Generación/reemplazo de (a) energía eléctrica, (b) gas natural y (c) refrigeración en Bogotá*



(a) Generación o reemplazo de energía eléctrica



(b) Generación o reemplazo de gas natural

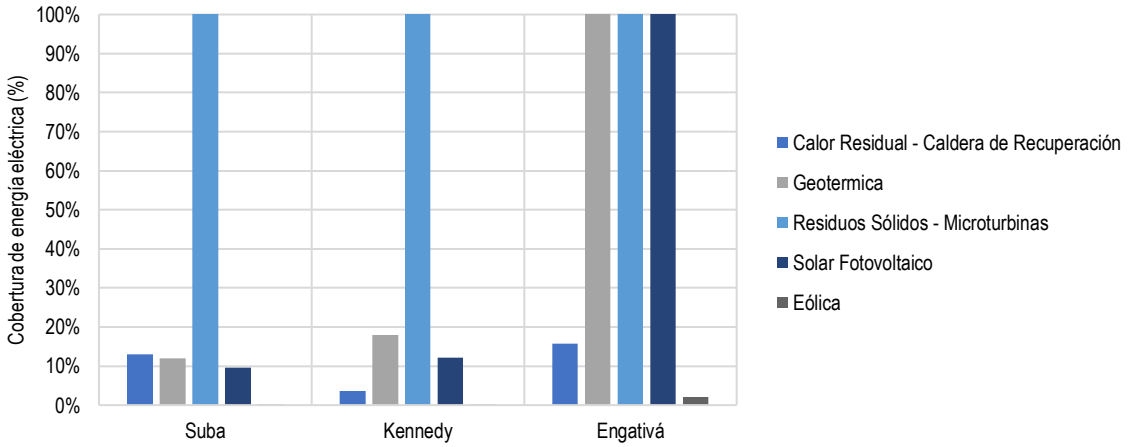


(c) Generación de frio

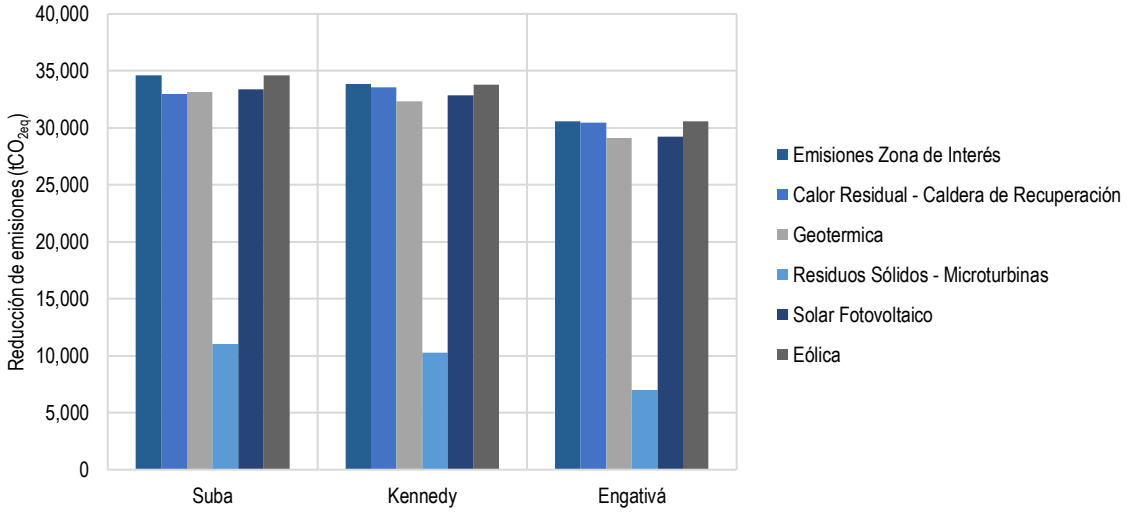
Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, se realiza el análisis de la cobertura de la demanda de los Distritos Térmicos y la reducción de emisiones GEI. En la **Figura 18** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de energía eléctrica de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 18** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés. Para el sistema solar fotovoltaico, donde se tiene una cobertura mayor al 100%, se plantea un escenario de venta de energía eléctrica a la red.

Figura 18. *Cobertura de la demanda (a) y reducción de emisiones (b) por energía eléctrica Bogotá*



(a) Cobertura de la demanda de energía eléctrica en el distrito térmico

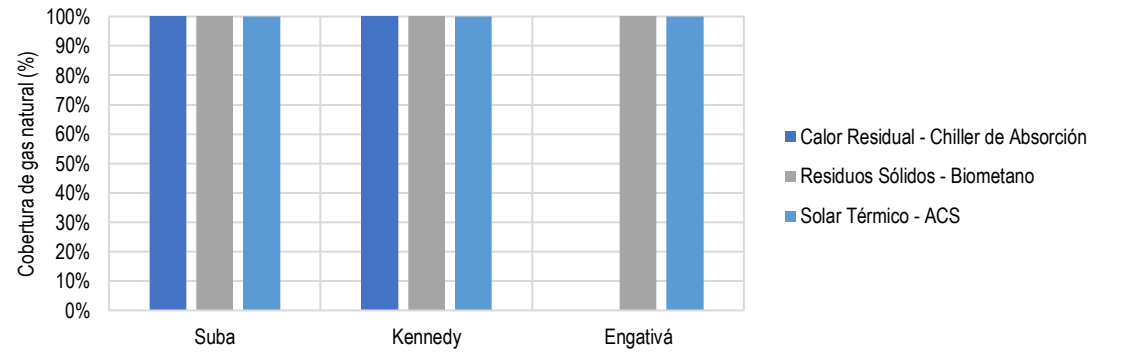


(b) Reducción de emisiones debido al uso de energía eléctrica en la zona de interés

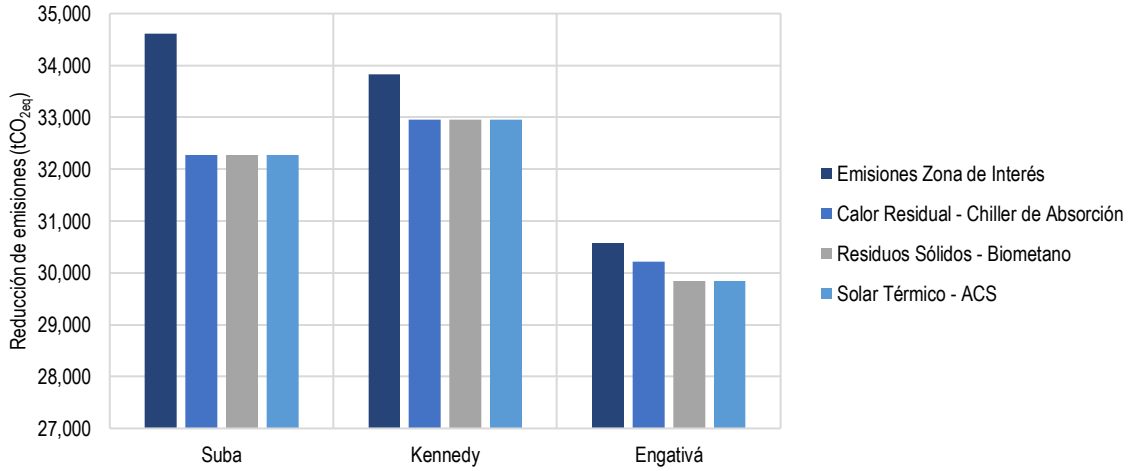
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 19** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de gas natural de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 19** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI de gas natural por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés. Cabe resaltar que, en cuanto a la disponibilidad de residuos sólidos con biometano, esta se considera que todo el caudal disponible para su uso se entrega en un 100% a la demanda de cada una de las zonas de interés, es decir, que su potencial no se fracciona para cada zona.

Figura 19. *Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por gas natural en Bogotá*



(a) Cobertura de la demanda de gas natural en el distrito térmico

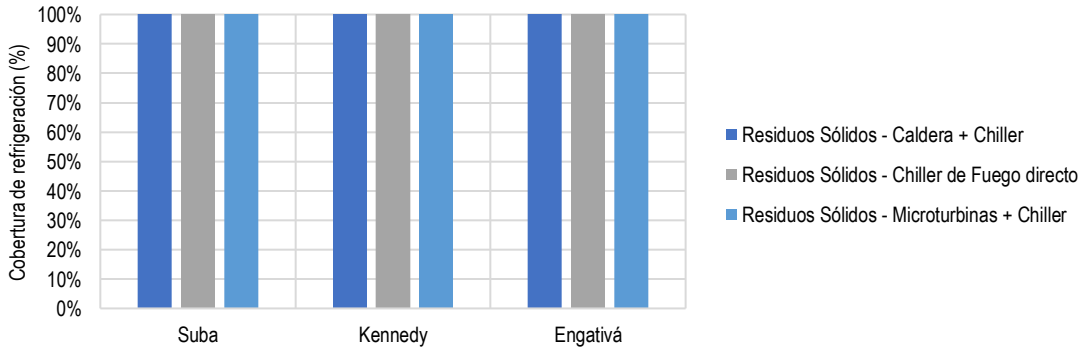


(b) Reducción de emisiones debido al uso de gas natural en la zona de interés

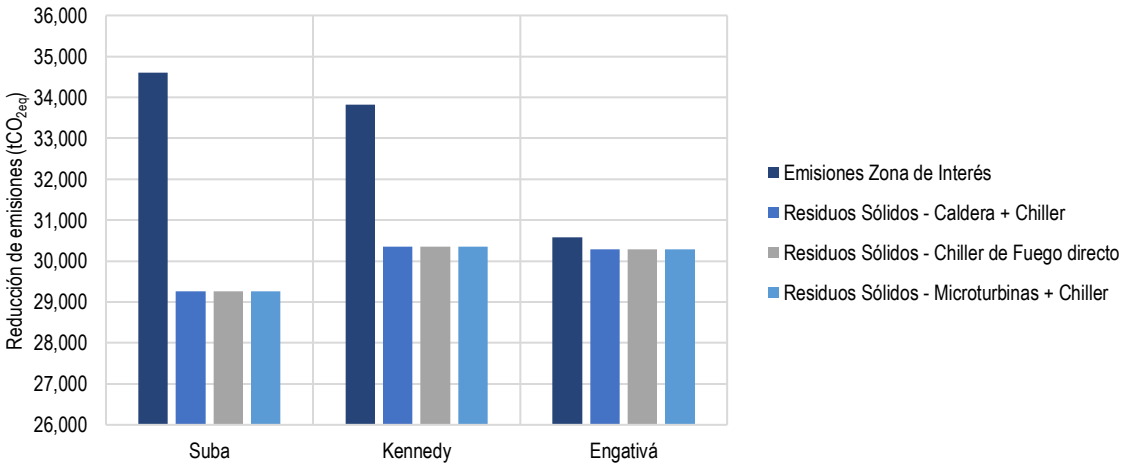
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 20** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de refrigeración de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 20** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI de refrigeración por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés.

Figura 20. *Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por refrigeración en Bogotá*



(a) Cobertura de la demanda de refrigeración en el distrito térmico



(b) Reducción de emisiones debido al uso de refrigeración en la zona de interés

Fuente: Elaboración propia.

Energía Renovable		MWh/año	TJ/año	
Solar	Solar fotovoltaica			
	Solar térmica ACS			
	Solar térmica Refirgeración			
Biomasa				

3.1.1 Energía Eólica

La ciudad de Bogotá cuenta con un potencial eólico que permite ser aprovechado durante los meses de mejor velocidad de viento. Con este aprovechamiento de viento se obtiene la energía producida mensual y las horas equivalentes de funcionamiento para la ciudad comparando diferentes tecnologías de aerogeneradores del mercado. Inicialmente se estima la energía producida por cada tipo de aerogenerador, seguido se halla las horas equivalentes y factor de carga.

- **Energía producida**

Los resultados para la ciudad de Bogotá de energía producida por cada uno de los aerogeneradores analizados se muestran a continuación. Esta energía producida se genera para el mes de Julio, mes donde se da la mayor velocidad de viento en la ciudad. En la **Tabla 14** se muestra el aerogenerador de 1,5 MW y 2MW que son los que tienen la mayor producción de energía mensual para la ciudad.

***Tabla 14**. Energía producida por tipo de aerogenerador en Bogotá*

Tipo de aerogenerador	Energía producida mensual (MWh/mes)
Aerogenerador 100 kW	20
Aerogenerador 800 kW	124
Aerogenerador 1,5 MW	383
Aerogenerador 2 MW	506

Tipo de aerogenerador	Energía producida mensual (MWh/mes)
Mini aerogenerador 6 kW	1
Aerogenerador vertical 4 kW	1
Aerogenerador vertical 1 kW	0,1

Fuente: Elaboración propia.

- **Horas equivalentes y factor de carga**

Las horas equivalentes para la ciudad de Bogotá para conocer el tipo de aerogenerador que tendrá una mayor eficiencia y mayor rendimiento durante el mes para la ciudad. El factor de carga adicionalmente, como se muestra en la **Tabla 15** hace referencia al porcentaje de horas de funcionamiento que tendría cada aerogenerador durante las horas totales del mes.

***Tabla 15**. Horas equivalentes y factor de carga en Bogotá*

Tipo de aerogenerador	Horas equivalentes (h/mes)	Factor de carga (%)
Aerogenerador 100 kW	273	37%
Aerogenerador 800 kW	210	29%
Aerogenerador 1,5 MW	347	48%
Aerogenerador 2 MW	344	47%
Mini aerogenerador 6 kW	204	28%
Aerogenerador vertical 4 kW	192	26%
Aerogenerador vertical 1 kW	132	18%

Fuente: Elaboración propia.

- **Producción de energía por mini aerogeneradores**

La utilización de mini aerogeneradores en los techos de las tres zonas de interés analizadas se muestra en la **Tabla 16**. Cada zona de interés se muestra la cantidad de aerogeneradores, la potencia instalada y la generación de energía por medio de los mini aerogeneradores en la ciudad de Bogotá.

***Tabla 16**. Potencia y generación de energía por zona de interés con mini aerogeneradores en Bogotá*

Zona de interés	Cantidad de aerogeneradores	Potencia instalada (MW)	Generación de energía (MWh/año)
Suba	15	0,09	78
Kennedy	7	0,042	36
Engativá	14	0,084	72

Fuente: Elaboración propia.

3.1.2 Energía Solar

El aprovechamiento de energía solar para la ciudad de Bogotá se analiza para sistemas fotovoltaicos, térmicos con ACS y térmicos con refrigeración. A continuación, se muestran los resultados de generación para cada uno de estos sistemas en las zonas de interés inicialmente seleccionadas.

Inicialmente se presenta la energía producida para el sistema solar fotovoltaico para las tres zonas de interés, seguido por la cantidad de ACS producida por día y los m3 de gas natural, las toneladas de refrigeración anuales para las tres zonas de interés y finalmente el ahorro esperado anual.

- **Energía producida sistema solar fotovoltaico**

Los resultados de los tres tipos de tecnología analizados para la ciudad se muestran en las siguientes tablas. En estas tablas se muestran, las tres zonas de interés analizadas y el total de la ciudad. En la **Tabla 17** se muestra la energía producida para las zonas de interés Suba, Kennedy y Engativá de la ciudad de Bogotá.

***Tabla 17**. Energía producida (MWh/año) sistema FV en zonas de interés, Bogotá*

Solar Fotovoltaica	Total, ciudad	Suba	Kennedy	Engativá
Energía producida (MWh/año)	18.612	6.732	5.199	7.040

Fuente: Elaboración propia.

Para el sistema solar térmico de ACS, en la **Tabla 18** se muestra los m3 diarios que puede entregar el sistema a cada una de las zonas interés de la ciudad y los m3 de gas generados anuales para este tipo de tecnología en Bogotá.

***Tabla 18**. ACS (m^3) solar térmico, Bogotá*

Solar térmica ACS	Total, ciudad	Suba	Kennedy	Engativá
ACS diario (m^3/día)	3.416	1.169	954	1.292
ACS anual (m^3 gas/año)	5.765.544	1.973.950	1.610.695	2.180.899

Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 19** se muestra la tecnología solar térmico para sistemas de refrigeración, donde se pueden notar las toneladas de refrigeración máximas anuales a entregar en cada zona de interés de la ciudad de Bogotá y la energía eléctrica producida a partir de la cantidad de toneladas de refrigeración ofrecidas para este tipo de tecnología.

***Tabla 19**. Solar térmico refrigeración (toneladas refrigeración – TR), Bogotá*

Solar térmica refrigeración	Total, ciudad	Suba	Kennedy	Engativá
Toneladas de refrigeración (TR/año)	2.708	927	756	1.024
Energía eléctrica refrigeración (MWh/año)	12.848	4.399	3.589	4.860

Fuente: Elaboración propia.

- **Ahorros económicos esperados anuales por sistema solar**

El ahorro esperado anual para cada uno de los sistemas solares analizados para cada zona de interés y el total de la ciudad de Bogotá, se muestran en la siguiente tabla.

***Tabla 20**. Ahorro esperado total Bogotá*

Ahorro esperado (M COP/año)	Total	Suba	Kennedy	Engativá
Energía solar FV	12.674	4.339	3.541	4.794
Energía solar térmica ACS	12.108	4.145	3.382	4.580
Energía solar térmica refrigeración	8.849	2.996	2.444	3.310

Fuente: Elaboración propia.

3.1.3 Biomasa y Residuos Sólidos

La identificación de cultivos de arroz, café, palma de aceite y caña de azúcar en municipios cercanos a Bogotá, permitió establecer que no existe potencial de aprovechamiento de residuos de estas biomasas a menos de 50 kilómetros de distancia. A pesar de identificarse la presencia de instalaciones de la Organización ROA Florhuila SA y Diana Corporación SA, estas son de tipo oficina mientras que sus plantas de procesamiento se encuentran ubicadas en otros departamentos del país (Diana Corporación S.A., 2022; ORF S.A., 2021). Finalmente, los cultivos existentes de palma de aceite tienen presencia solo en tres municipios del departamento, siendo estos Medina, Puerto Salgar y Paratebueno con una producción que suma 20.939 ton/año, la cual es procesada en la planta de beneficio Promotora Palmera -PP SAS ubicada 180km de Bogotá, por lo tanto, no resulta de interés para el estudio.

Contrario a los resultados en biomasa, el potencial de uso de biogás identificado resulta el más alto respecto a las otras ciudades de interés. Los flujos de biogás para el relleno sanitario Doña Juana superan los sesenta millones de metros cúbicos anuales en el periodo comprendido entre 2019 y 2020; el potencial presente en el relleno sanitario Doña Juana puede ser utilizado a partir de diferentes rutas de aprovechamiento, una de ellas consiste en usar el biogás sin ningún tipo de transformación para generar energía eléctrica e inyectarla a la red; otra opción consiste en utilizar el biogás y generar biometano para obtener energía eléctrica (MWh/año), vapor (ton/año) o refrigeración (TR/año) a partir de diferentes tecnologías.

Se ha determinado que en el año 2019 en Bogotá se contaba con un potencial total de biogás de 69.550.750 m^3/año que representarían 41.730.450 m^3/año de biometano, se estima la cantidad de diferentes productos energéticos obteniendo los resultados presentados en la **Tabla 21** teniendo en cuenta que estos hacen referencia a la generación de cada producto utilizando todo el potencial de la ciudad en cada una de las rutas.

***Tabla 21.** Rutas de aprovechamiento para el biogás en la ciudad de Bogotá*

Ruta	Producto	Cantidad	Unidades
Generación eléctrica (Biogás) inyección a la red	Energía eléctrica	152.848	MWh_e/año
Microturbinas (Biometano)	Energía eléctrica	123.939	MWh_e/año
Inyección de biometano a la red de gas natural	Reemplazo de gas natural	41.730.450	m^3/año
Caldera (Biometano)	Vapor	539.018	Ton vapor/año
Microturbinas (Biometano) + Chiller	Refrigeración	211.440.608	TR/año
Caldera (Biometano) + Chiller	Refrigeración	142.300.835	TR/año
Chiller de absorción de fuego directo	Refrigeración	142.384.248	TR/año

Fuente: Elaboración propia

La generación a nivel ciudad de gas natural, energía eléctrica y refrigeración fue analizada para cubrir la demanda de estos productos en las zonas de interés con potenciales distritos térmicos en Suba, Kennedy, Engativá, Chapinero, San Cristóbal y Usaquén, obteniendo para todos los casos coberturas superiores al 100%, lo cual indica que la oferta de estos energéticos es superior a la demanda en cada uno de los casos como se observa en la **Tabla 22**. Se destaca que en los resultados mostrados el potencial de energía estimado a partir del relleno sanitario puede ser aprovechado por una zona de interés, por lo tanto, se presenta la cobertura de acuerdo con la demanda del distrito en cada zona.

Tabla 22. *Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica, gas natural y refrigeración en las zonas de interés de Bogotá*

División Política	Porcentaje de cobertura de la demanda del DT		
	Energía Eléctrica	Gas Natural	Refrigeración
Suba	>100%	>100%	>100%
Kennedy	>100%	>100%	>100%
Engativá	>100%	>100%	>100%
Chapinero	>100%	>100%	>100%
San Cristóbal	>100%	>100%	>100%
Usaquén	>100%	>100%	>100%

Fuente: Elaboración propia

3.1.4 Calor Residual

3.1.4.1 Estimación de calor residual a nivel ciudad

La disponibilidad de calor residual en la ciudad de Bogotá se origina principalmente en empresas de elaboración de alimentos, fabricación de productos textiles y fabricación de papel, cartón y productos de papel y cartón. En este sentido, el mayor potencial energético estaría presente en Suba con 65.649 MWh/año. En los cuatro puestos siguientes con valores superiores a los 49.699 MWh/año se encuentran las localidades de Usaquén, Chapinero, Kennedy y Engativá, mientras que San Cristóbal, Antonio Nariño, Tunjuelito, Usme, La Candelaria y Sumapaz cuentan con potenciales hasta cinco veces menores.

El calor de desecho disponible en cada una de las localidades de Bogotá puede ser utilizado en una caldera de recuperación o en un chiller de absorción obteniendo calor útil por rango de temperatura, en este caso se asume el potencial a nivel ciudad hace referencia a calor de desecho de media temperatura con valores entre 100 y 400 ºC. El uso del chiller de absorción se traduce en un reemplazo esperado de energía eléctrica de 99.472 MWh_e/año en toda la ciudad y en el caso de la caldera de recuperación en un reemplazo esperado de gas natural de 31.497.609 m^3/año. En la **Tabla 23** se presenta la estimación de para cada tecnología en cada una de las localidades de Bogotá.

Tabla 23. *Reemplazo de gas natural y energía eléctrica a nivel ciudad en Bogotá*

División Política	Reemplazo gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWh_e/año)
Suba	3.989.649	12.600
Usaquén	3.324.618	10.499
Chapinero	3.251.170	10.267
Kennedy	3.244.296	10.246
Engativá	3.020.350	9.538
Barrios Unidos	1.636.316	5.168

División Política	Reemplazo gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWh_e/año)
Puente Aranda	1.632.979	5.157
Fontibón	1.533.555	4.843
Teusaquillo	1.461.022	4.614
Santa Fe	1.298.072	4.099
Bosa	1.261.658	3.984
Los Mártires	1.246.188	3.936
Ciudad Bolívar	998.749	3.154
Rafael Uribe	909.926	2.874
San Cristóbal	694.490	2.193
Antonio Nariño	668.926	2.113
Tunjuelito	543.118	1.715
Usme	447.432	1.413
La Candelaria	335.095	1.058
Sumapaz*	0	0

*Resultados a partir de la evaluación de los sectores priorizados de oferta de calor residual, por lo tanto, la división política no se identifica dichos sectores.

Fuente: Elaboración propia

Tanto en los resultados de reemplazo de energía eléctrica y de gas natural, se obtienen los valores mayores en la localidad de Suba con 12.600 MWh_e/año y 3.989.649 m^3/año respectivamente; en segundo lugar, se encuentra Usaquén con 10.499 MWh_e/año y 3.324.618 m^3/año, los últimos puestos son ocupados por las localidades de Tunjuelito, Usme, La Candelaria y Sumapaz.

3.1.4.2 Estimación de calor residual en las zonas de interés

En un nivel de aproximación más específico en el que se tienen en cuenta las empresas ubicadas en las zonas de interés para la reducción de emisiones GEI mediante Distritos Térmicos se estima el calor residual de dichas empresas. El potencial en las zonas de interés es de 113.332 MWh/año de los cuales 59.141 MWh/año corresponden a calor residual de alta temperatura, 44.731 MWh/año de media temperatura y 9.459 MWh/año a baja temperatura. Por otro lado, la distribución del calor de desecho en las zonas de interés indica que el 51% del potencial proviene de Chapinero, el 36% a Suba, el 6% a Kennedy, el 5% a Usaquén y el 2% restante a Engativá.

Para el aprovechamiento de este calor de desecho se evalúa el uso de un chiller de absorción y una caldera de recuperación permitiendo estimar el reemplazo de energía eléctrica y gas natural respectivamente. Como se observa en la **Tabla 24** los resultados indican que Chapinero es la zona de interés con mayor reemplazo de energía eléctrica y gas natural con 14.712 MWh_e/año y 4.868.445 m3/año, seguido de Suba con 8536 y 2.839.780 m^3/año.

Tabla 24. *Reemplazo de gas natural y energía eléctrica en las zonas de interés de Bogotá*

Zona de interés	Reemplazo de gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWh/año)
Chapinero	4.868.445	14.712
Suba	2.839.780	8.536
Kennedy	508.677	1.536
Usaquén	462.684	1.404

Zona de interés	Reemplazo de gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWh/año)
Engativá	179.654	549

Fuente: Elaboración propia

La oferta de gas natural y energía eléctrica se utiliza para evaluar la cobertura de demanda de estos energéticos y la posible reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en las zonas de interés como se observa en la **Tabla 25**. Chapinero es la única zona en la cual ambas coberturas, tanto eléctrica como de gas natural, son mayores al 100%, esto quiere decir que la oferta es mayor a la demanda del posible Distrito Térmico. En Suba, Kennedy, Engativá y Usaquén las coberturas de energía eléctrica son menores al 16%, mientras que en gas natural Suba y Kennedy cuentan con una cobertura del 100%, seguido de Usaquén con 63% y Engativá el 48%. Finalmente, para todos los casos la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero supera el 100%.

Tabla 25. *Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica y gas natural en las zonas de interés de Bogotá*

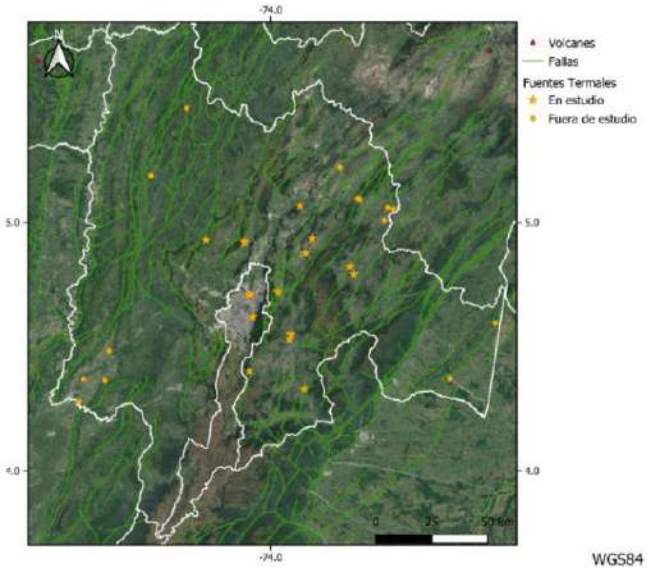
Zona de interés	Energía Eléctrica	Gas Natural
	Cobertura (%)	Cobertura (%)
Suba	12,9%	>100%
Kennedy	3,6%	>100%
Engativá	15,8%	48%
Chapinero	>100%	>100%
Usaquén	4,3%	63%

Fuente: Elaboración propia

3.1.5 Geotérmica

El área de estudio comprende el departamento de Cundinamarca y el Distrito Capital Bogotá, en éste se analizaron 53 fuentes hidrotermales, de los cuales 23 cumplen con los criterios de proximidad de 50 km de distancia a la ciudad. En la **Figura 21** se presenta la ubicación geográfica de los reservorios analizados.

Figura 21. *Ubicación de fuentes hidrotermales en el departamento de Cundinamarca y Bogotá D.C.*



Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con el análisis volumétrico considerando una temperatura anual media mínima es de 9 y la máxima de 19°C de la ciudad, en la se presentan los reservorios con potencia de generación eléctrica.

Tabla 26. *Estimación potencia generación eléctrica (MW) de los reservorios cercanos a la ciudad de Bogotá.*

Código Reservorio	Fuente Hidrotermal	Distancia a la ciudad (km)	Temp esperada (°C)	Uso Propuesto	Potencia generación energía eléctrica (MW_e)	Energía Eléctrica (MWh_e/año)
BG-1	Bavaria	10	136,3	Generación eléctrica	0,66	5.376
CD-1	La Rivera	45	120,8	Generación eléctrica	0,3	2.444

Fuente: Elaboración propia.

Por su parte, la temperatura del recurso geotérmico proporciona un indicativo del tipo de tecnología por utilizar, en relación con las agrupaciones seleccionadas para generación eléctrica. Como regla general se considera que: si la temperatura esperada del recurso es menor de 160°C, se propone su aprovechamiento a través de un ciclo orgánico Rankine.

Debido a la identificación de varias fuentes hidrotermales en el departamento de Cundinamarca, se estimó el potencial térmico de las fuentes hidrotermales y/o reservorios que debido al análisis de pérdida de temperatura no son aptas para su aprovechamiento en generación eléctrica, sin embargo, pueden ser usadas para usos directos como invernaderos, procesamiento de alimentos, balneología, secadores industriales, calefacción en zonas frías, entre otras, en las zonas donde se encuentran ubicadas.

Tabla 27. *Estimación potencia generación térmica (MW) de los reservorios cercanos a la ciudad de Bogotá.*

Código Reservorio	Fuente Hidrotermal	Distancia a la ciudad (km)	Temp esperada (°C)	Uso Propuesto	Potencia generación Térmica (MW_t)	Reemplazo de Gas Natural (m^3/año)	Reemplazo de Refrigeración (TR/año)
BG-2	Los Lagartos	1,75	68,28	Térmico	14,98	442.264	2.594.347
	Los Lagartos II	1					
CD-2	Piscina Municipal	47,1	50,54	Térmico	4,71	81.484	745.313
CD-3	Qda El Zaque	46,36	91,86	Térmico	13,89	235.302	354.211
CD-4	Leonilde - Casa	47,1	32,22	Térmico	4,26	616.732	7.730.562
CD-5	El Establo	24,7	53,11	Térmico	33,69	3.705.377	32.131.099
	Santa Mónica	24,99					
	Santa Mónica II	24,99					
CD-6	Santa Inés	26,4	60,48	Térmico	8,48	177.995	1.300.879
CD-7	Soratama	11,45	60,23	Térmico	6,44	103.506	761.259
CD-8	Spa H. del Mar	11,45	49,24	Térmico	6,36	158.613	1.488.929
CD-10	El Zipa	23,76	93,72	Térmico	63,89	4.833.039	5.612.973

Código Reservorio	Fuente Hidrotermal	Distancia a la ciudad (km)	Temp esperada (°C)	Uso Propuesto	Potencia generación Térmica (MW_t)	Reemplazo de Gas Natural (m^3/año)	Reemplazo de Refrigeración (TR/año)
	El Zipa 2	23,76					
	Aguas Calientes 2	23,98					
	Aguas Calientes 3	23,98					
	Qda El Zaque	46,36					
CD-12	Calderitas	34,51	47,85	Térmico	5,86	145.140	1.399.763
CD-13	Montecillo	46,36	58,47	Térmico	7,5	149.061	1.144.828
CD-14	Gaviotas	36,55	97,96	Térmico	15,28	259.193	97.784

Fuente: Elaboración propia.

La ubicación de las fuentes hidrotermales y/o reservorios se encuentran en zonas lejanas a áreas urbanas que en su mayoría no cuentan con edificaciones cercanas para su aprovechamiento térmico o son usadas en sitios turísticos como piscinas de agua termal. No obstante, en la **Tabla 28** se observa algunas edificaciones cercanas a un radio de 1 km de los reservorios que pueden aprovechar el potencial térmico de las fuentes hidrotermales para uso directo.

Tabla 28. *Edificaciones aledañas de los reservorios cercanos a la ciudad de Bogotá.*

Código Reservorio	Edificación
BG-2	Club Los Lagartos
CD-3	Finca Betania Sunshine Bouquet
	Hospital Nuestra Señora del Carmen de Tabio
	Hotel Campestre la tomineja

Fuente: Elaboración propia.

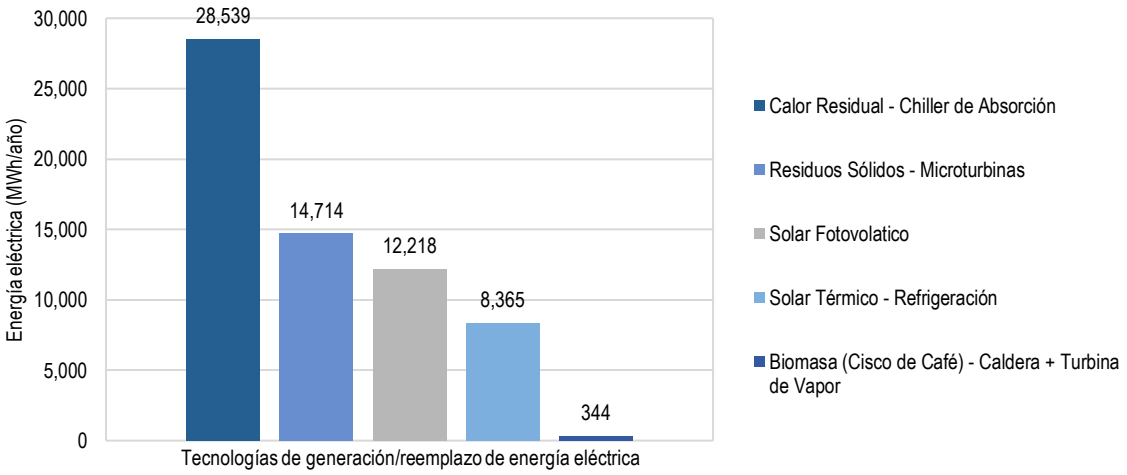
3.2 MEDELLÍN

En esta sección se presenta el consolidado de los resultados a partir de la estimación de los potenciales de las energías renovables, reusables y residuales para la ciudad de Medellín, los cuales se presentan a detalle en cada una de las subsecciones de cada tipo de energía.

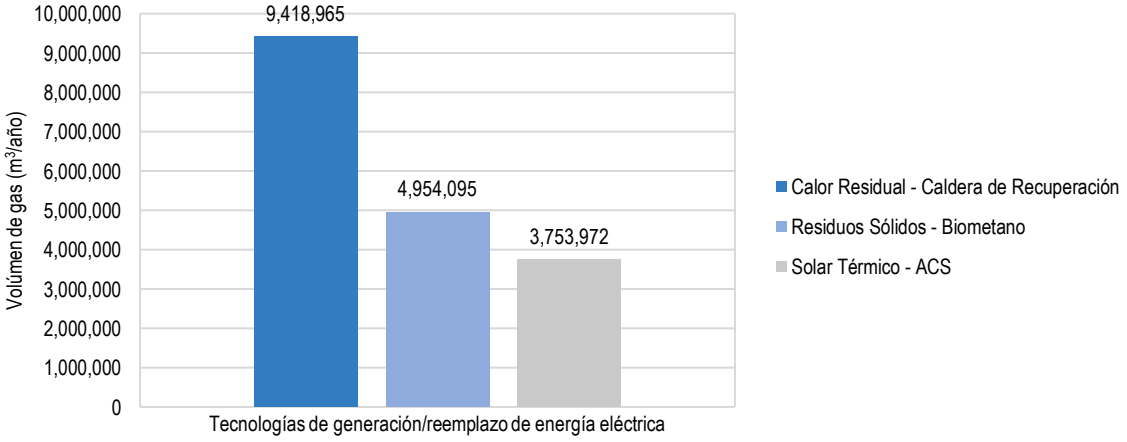
En la **Figura 22** (a) se observa la generación de energía eléctrica (en MWh/año) a partir de energía solar fotovoltaica, térmica refrigeración, biomasa (cisco de café) con caldera + turbina de vapor y residuos sólidos microturbina. Y en el caso de energía a partir de calor residual chiller de absorción se obtiene una energía de reemplazo de energía eléctrica. Se observa que el reemplazo de calor residual con chiller de absorción es de 28.539 MWh/año, seguida por la generación de residuos sólidos por microturbinas con 14.714 MWh/año, energía solar fotovoltaico con 12.218 MWh/año, energía solar térmica refrigeración con 8.635 MWh/año y por último biomasa (cisco de café) con caldera + turbina de vapor con una generación de 344 MWh/año. Asimismo, en la **Figura 22** (b) se observa generación de gas natural por medio de residuos sólidos con biometano y energía solar térmica – ACS. De igual manera, el reemplazo de gas natural por medio de calor residual con caldera de recuperación. En esta se observa como el reemplazo gas natural por medio de caldera de recuperación tiene 9.418.965 m^3/años generados, seguido por la generación de gas natural con residuos sólidos con biometano de 4.954.095 m^3/año y por último el sistema de ACS con 3.753.972 m^3/año de gas natural.

En la **Figura 22** (c) se presenta la generación de frio por medio de residuos sólidos con caldera +chiller, chiller de fuego directo, microturbinas + chiller, biomasa (cisco de café) con caldera + turbina de vapor + chiller y biomasa (cisco de café) con caldera + chiller. La tecnología de caldera + chiller tiene una generación de 25.101.501 TR/año, el chiller de fuego directo 16.903.368 TR/año, las microturbinas + chiller una generación de 16.893.465 TR/año, biomasa (cisco de café) con caldera + turbina de vapor + chiller una generación de 573.190 TR/año y biomasa (cisco de café) con caldera + chiller una generación de 208.358 TR/año.

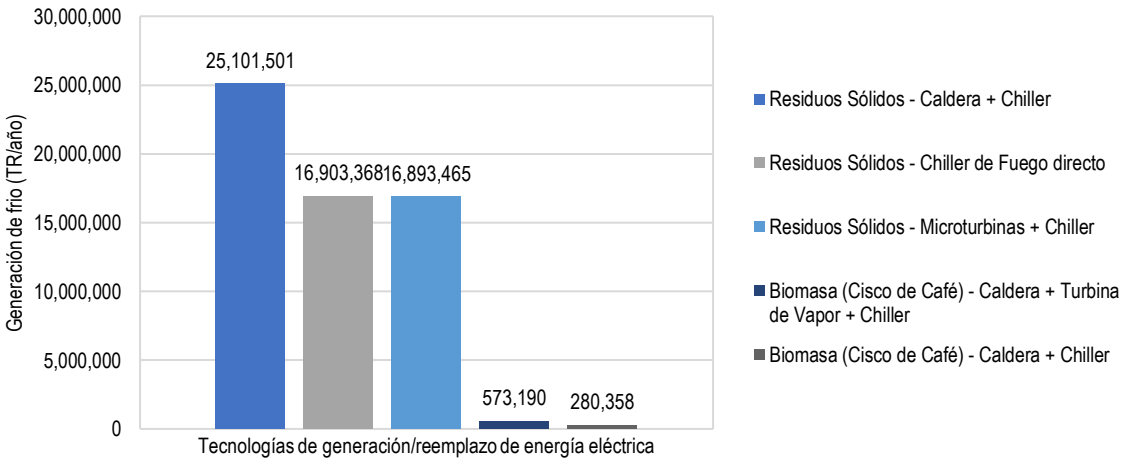
Figura 22. *Generación/reemplazo de (a) energía eléctrica, (b) gas natural y (c) refrigeración en Medellín*



(a) Generación o reemplazo de energía eléctrica



(b) Generación o reemplazo de gas natural

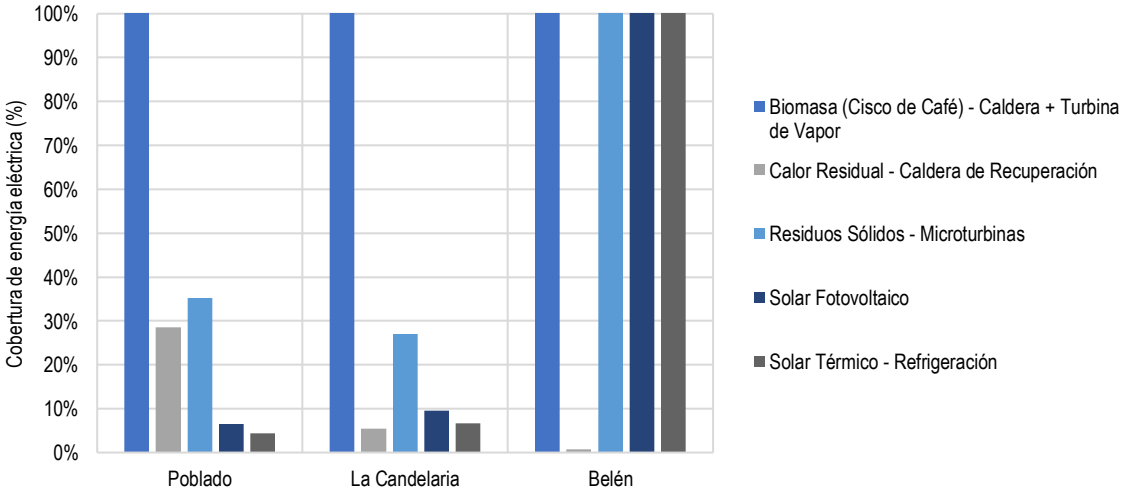


(c) Generación de frio

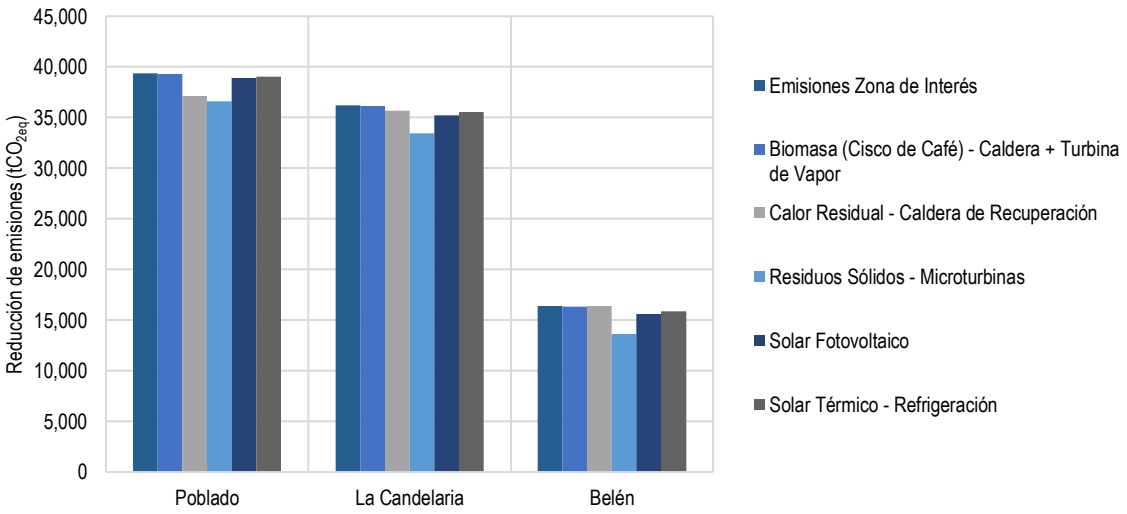
Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, se realiza el análisis de la cobertura de la demanda de los Distritos Térmicos y la reducción de emisiones GEI. En la **Figura 23** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de energía eléctrica de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 23** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés. Para el sistema solar fotovoltaico, donde se tiene una cobertura mayor al 100%, se plantea un escenario de venta de energía eléctrica a la red.

Figura 23. *Cobertura de la demanda (a) y reducción de emisiones (b) por energía eléctrica Medellín*



(c) Cobertura de la demanda de energía eléctrica en el distrito térmico

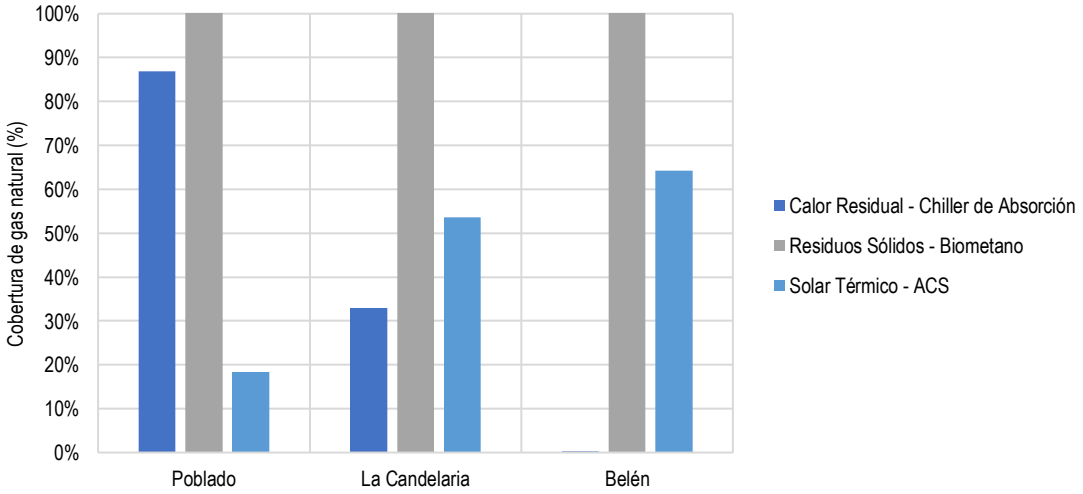


(d) Reducción de emisiones debido al uso de energía eléctrica en la zona de interés

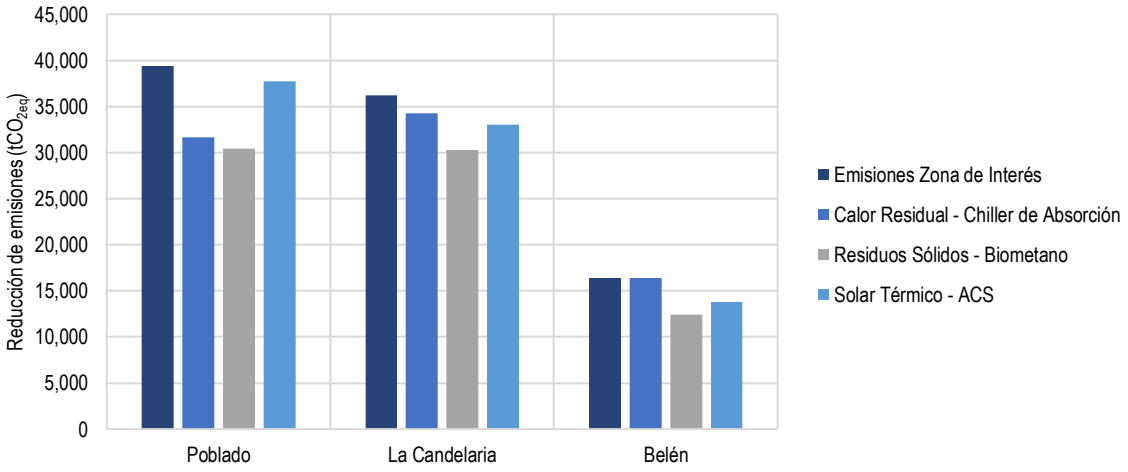
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 24** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de gas natural de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 24** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI de gas natural por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés. Cabe resaltar que, en cuanto a la disponibilidad de residuos sólidos con biometano, esta se considera que todo el caudal disponible para su uso se entrega en un 100% a la demanda de cada una de las zonas de interés, es decir, que su potencial no se fracciona para cada zona.

Figura 24. *Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por gas natural en Medellín*



(c) Cobertura de la demanda de gas natural en el distrito térmico

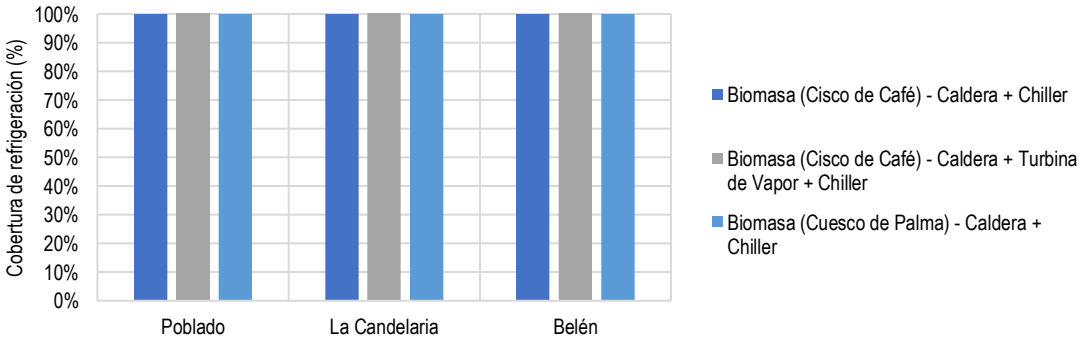


(d) Reducción de emisiones debido al uso de gas natural en la zona de interés

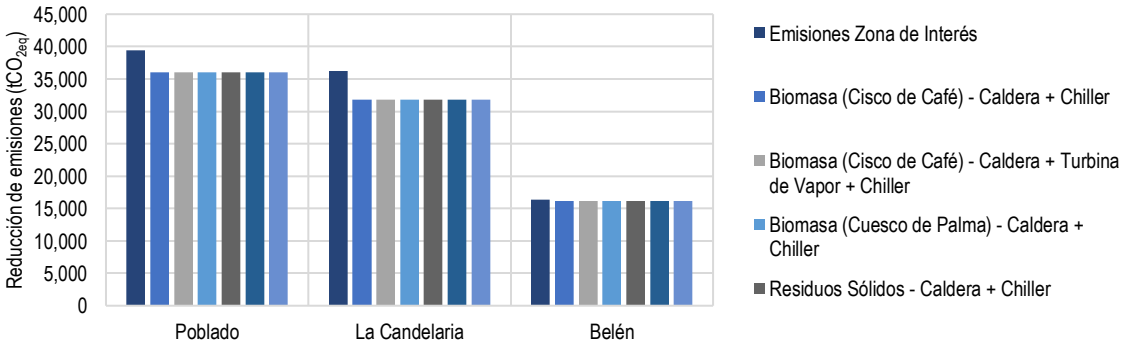
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 25** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de refrigeración de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 25** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI de refrigeración por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés.

Figura 25. *Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por refrigeración en Medellín*



(c) Cobertura de la demanda de refrigeración en el distrito térmico



(d) Reducción de emisiones debido al uso de refrigeración en la zona de interés

Fuente: Elaboración propia

3.2.1 Energía Solar

El aprovechamiento de energía solar para la ciudad de Medellín se analiza para sistemas fotovoltaicos, térmicos con ACS y térmicos con refrigeración. A continuación, se muestran los resultados de generación para cada uno de estos sistemas en las zonas de interés inicialmente seleccionadas. Adicionalmente, se hace la relación con la demanda del potencial distrito térmico, en zonas de interés de la ciudad de Medellín y se halla el porcentaje de aportación y cantidad de emisiones de CO2 que dejara de emitir por la utilización de alguna de estas tecnologías.

- **Energía producida sistema solar fotovoltaico**

Los resultados de los tres tipos de tecnología analizados para la ciudad se muestran en las siguientes tablas. En estas tablas se muestran, las tres zonas de interés analizadas y el total de la ciudad. En la **Tabla 29** se muestra la energía producida para las zonas de interés La Candelaria, Poblado y Belén de la ciudad de Medellín.

***Tabla 29**. Energía producida (MWh/año) sistema FV en zonas de interés, Medellín*

Solar Fotovoltaica	Total, ciudad	La candelaria	Poblado	Belén
Energía producida (MWh/año)	12.218	5.254	2.702	4.263

Fuente: Elaboración propia.

Para el sistema solar térmico de ACS, en la **Tabla 30** se muestra los m3 diarios que puede entregar el sistema a cada una de las zonas interés de la ciudad y los m3 de gas generados anuales para este tipo de tecnología en Medellín.

***Tabla 30**. ACS (m^3) solar térmico, Medellín*

Solar térmica ACS	Total, ciudad	La candelaria	Poblado	Belén
ACS diario (m^3/día)	2.022	869	447	705
ACS anual (m^3 gas/año)	3.753.972	1.614.164	830.170	1.309.638

Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 31** se muestra la tecnología solar térmico para sistemas de refrigeración, donde se pueden notar las toneladas de refrigeración máximas anuales a entregar en cada zona de interés de la ciudad de Medellín y la energía eléctrica producida para este tipo de tecnología.

***Tabla 31**. Solar térmico refrigeración (toneladas refrigeración – TR), Medellín*

Solar térmica refrigeración	Total, ciudad	La candelaria	Poblado	Belén
Toneladas de refrigeración (TR/año)	1.910	821	422	666
Energía eléctrica refrigeración (MWh/año)	8.365	3.597	1.850	2.918

Fuente: Elaboración propia.

- **Ahorros esperados anuales por sistema solar**

El ahorro esperado anual para cada uno de los sistemas solares analizados para cada zona de interés y el total de la ciudad de Medellín, se muestran en la siguiente tabla.

***Tabla 32**. Ahorro esperado total Medellín*

Ahorro esperado (M COP/año)	Total	La candelaria	Poblado	Belén
Energía solar FV	10.166	4.371	2.248	3.546
Energía solar térmica ACS	7.508	3.228	1.660	2.619
Energía solar térmica refrigeración	6.690	2.993	1.539	2.428

Fuente: Elaboración propia.

3.2.2 Biomasa y Residuos Sólidos

En el departamento de Antioquia se identificó la presencia de cultivos de arroz, café y palma de aceite, sin embargo, solo el cultivo de café se encuentra disponible en 21 municipios cercanos a Medellín en una distancia menor o igual a la estimada. En estos municipios[9] para 2020 se contó con una producción de 9.114 t/año de café pergamino seco los cuales representan 1.837 t/año de cisco de café con un potencial de 29.128.092 MJ/t. Una de las rutas para generar electricidad es una caldera y una turbina de vapor, en este caso con el potencial de la ciudad se obtendrían una generación eléctrica 2.832 MWh/año.

Por otro lado, en cuanto a residuos sólidos, el potencial energético de biogás en el relleno sanitario La Pradera de Medellín ocupa el sexto lugar entre las diez ciudades en estudio. El flujo de biogás ha decrecido en los últimos años y con él su potencial energético, que para el periodo comprendido entre 2019 y 2021 corresponde a 43.207, 38.374 y 24.158 MWh/año respectivamente. De acuerdo con la empresa EMVARIAS (2022) se debe a que quedan menos residuos por descomponerse debido a clausura de varios vasos, así mismo las mediciones de composición del biogás indican que el porcentaje de metano durante el periodo comprendido entre 2019 y 2021 varió entre 43,2% y 44,4%.

Al utilizar el potencial de biogás disponible en el relleno transformándolo en energía eléctrica e inyectándolo a la red se estiman los potenciales para cada uno de los años mencionados la generación en $MWh_{eléctricos}$/año presentado en la **Tabla 33** en la cual se observa en concordancia con la generación de biogás una disminución de la energía eléctrica que pasa de 18.146 a 10.145 MWh/año.

***Tabla 33.** Generación eléctrica a partir de biogás en Medellín*

Parámetro	2019	2020	2021
Generación eléctrica (MWh/año)	18.146	16.116	10.145

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados indican que, en la ciudad de Medellín, el potencial de residuos sólidos y de biomasa puede ser aprovechado a partir de diferentes rutas para la obtención de energía eléctrica y refrigeración. Para la ciudad de Medellín existe la disponibilidad de cisco de café que permite la obtención de energía eléctrica 343 MWh_e/año ruta presentada en la **Tabla 34**. Adicionalmente, con estas biomasas se puede generar refrigeración que supera incluso los 16 millones de TR.

[9] Armenia, Bello, Caldas, Envigado, Itagüí, La Ceja, La Estrella, Marinilla, Retiro, Sabaneta, Sopetrán, Barbosa, Ebéjico, Girardota, Medellín, Angelópolis, Carmen de Viboral, Heliconia, Amagá, Copacabana, San Jerónimo.

***Tabla 34**. Rutas de aprovechamiento para el biogás en la ciudad de Medellín*

Ruta	Producto	Cantidad	Unidades
Biomasa (Cisco de Café) - Caldera + Turbina de Vapor	Energía eléctrica	343	MWhe/año
Residuos Sólidos - Microturbinas	Energía eléctrica	14.713	MWhe/año
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Caldera + Chiller	Refrigeración	280.358	TR/año
Biomasa (Cisco de Café) - Caldera + Chiller	Refrigeración	280.358	TR/año
Biomasa (Cisco de Café) - Caldera + Turbina de Vapor + Chiller	Refrigeración	573.189	TR/año
Residuos Sólidos - Caldera + Chiller	Refrigeración	16.893.465	TR/año
Residuos Sólidos - Chiller de Fuego directo	Refrigeración	16.903.367	TR/año
Residuos Sólidos - Microturbinas + Chiller	Refrigeración	25.101.501	TR/año

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, si el biogás se transforma en biometano y es aprovechado en microturbinas puede obtenerse energía eléctrica, el valor estimado es de 14.713 MWh_e/año. Al evaluar el mismo potencial en otras rutas para la obtención de toneladas de refrigeración se obtienen valores de hasta 16 millones de TR/año.

3.2.3 Calor Residual

3.2.3.1 Estimación de calor residual a nivel ciudad

La disponibilidad de calor residual de la ciudad de Medellín proviene principalmente de empresas de elaboración de productos alimenticios, fabricación de papel, cartón y productos de papel y cartón, así como la fabricación de otros productos minerales no metálicos. Para el sector manufacturero el mayor potencial energético se encuentra disponible en la comuna 10 conocida - La Candelaria con 42.470 MWh/año. En los cuatro puestos siguientes con valores superiores a los $23.000\ \mathrm{MWh/año}$ se encuentran las comunas El Poblado, Guayabal, Laureles y Belén, mientras que Robledo, Castilla, Doce de Octubre, Santa Cruz, Villa hermosa, Manrique y Popular cuentan con un potencial hasta siete veces menor respecto a la Candelaria.

El calor residual disponible en cada una de las comunas de Medellín puede ser utilizado en una caldera de recuperación o en un chiller de absorción obteniendo calor útil por rango de temperatura, en este caso se asume el potencial a nivel ciudad hace referencia a calor de desecho de media temperatura con valores entre 100 y 400 ºC. El uso del chiller de absorción se traduce en un reemplazo esperado de energía eléctrica de 39.357 MWh_e/año en toda la ciudad y en el caso de la caldera de recuperación en un reemplazo esperado de gas natural de 12.462.256 m^3/año. En la **Tabla 35** se presenta la estimación de para cada tecnología en cada una de las comunas de Medellín.

***Tabla 35**. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica a nivel ciudad en Medellín*

División Política	Reemplazo gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWh_e/año)
La Candelaria	2.581.004	8.151
El Poblado	1.939.264	6.124
Guayabal	1.661.225	5.246
Laureles	1.506.825	4.759
Belén	1.397.799	4.414
Buenos Aires	638.478	2.016

División Política	Reemplazo gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWh_e/año)
San Javier	552.752	1.746
La América	476.020	1.503
Aranjuez	412.032	1.301
Robledo	400.476	1.265
Castilla	375.216	1.185
Doce de Octubre	171.449	541
Santa Cruz	122.997	388
Villa Hermosa	93.151	294
Manrique	91.980	290
Popular	41.587	131

Fuente: Elaboración propia

Tanto en los resultados de reemplazo de energía eléctrica y de gas natural, se obtienen los valores mayores en la comuna La Candelaria con 8.151 MWh_e/año y 2.581.004 m^3/año respectivamente; en segundo lugar, se encuentra Poblado con 6.124 MWh_e/año y 1.939.264 m^3/año, en los últimos lugares se encuentran las comunas Villa Hermosa, Manrique y Popular.

3.2.3.2 Estimación de calor residual en las zonas de interés

El potencial de calor residual en las zonas de interés para evaluación de Distritos Térmicos corresponde a 113.582 MWh/año de los cuales 67.354 MWh/año corresponden a calor residual de alta temperatura, 39.481 MWh/año de media temperatura y 6.747 MWh/año a baja temperatura. Por otro lado, la distribución de este calor por localidades indica que el 45% del potencial proviene de Guayabal, el 39% del Poblado, el 15% La Candelaria y el 1% restante se distribuye entre Laureles y Belén.

Para el aprovechamiento de este calor de desecho se evalúa el uso de un chiller de absorción y una caldera de recuperación permitiendo estimar el reemplazo de energía eléctrica y gas natural respectivamente. Como se observa en la **Tabla 36** los resultados indican que Guayabal es la zona de interés con mayor reemplazo de energía eléctrica y gas natural con 13.162 MWh_e/año y 4.340.575 m^3/año, seguido de Suba con 8.536 y 2.839.780 m^3/año.

***Tabla 36**. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica en las zonas de interés de Medellín*

Zona de interés	Reemplazo de gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWh/año)
Guayabal	4.340.575	13.162
Poblado	3.925.073	11.928
La Candelaria	992.597	2.954
Laureles	153.804	474
Belén	6.917	21
Robledo*	0	0

*Resultados a partir de la evaluación de los sectores priorizados de oferta de calor residual, por lo tanto, la división política no se identifica dichos sectores.

Fuente: Elaboración propia

La oferta de gas natural y energía eléctrica se utiliza para evaluar la cobertura de demanda de estos energéticos y la posible reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en las zonas de interés como se observa

en la **Tabla 37**. Guayabal es la zona de interés con valores mayores de cobertura, tanto de energía eléctrica como de gas natural con 78,2% y 100% respectivamente. En La Candelaria, Poblado, Belén, y Laureles, la cobertura de energía eléctrica es menor al 30%, siendo Belén la zona con menor porcentaje en 0,8%, para esta electricidad la reducción de emisiones es mayor al 100% a excepción de Belén que alcanza el 50%.

Tabla 37. *Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica, gas natural y refrigeración en las zonas de interés de Medellín*

Zona de interés	Energía Eléctrica	Gas Natural
	Cobertura (%)	Cobertura (%)
La Candelaria	5,4%	33%
Poblado	28,6%	87%
Belén	0,8%	0%
Guayabal	78,2%	>100%
Robledo	0,0%	0%
Laureles	3,8%	5%

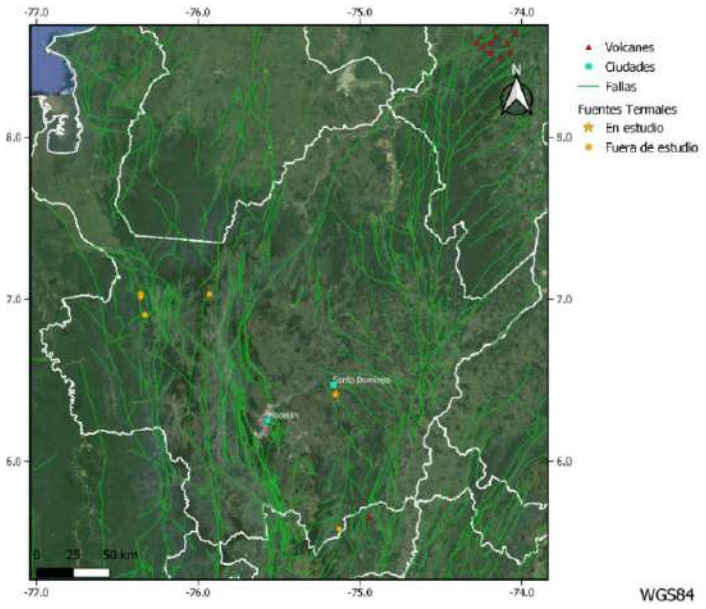
Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, en cuanto a cobertura de gas natural Poblado alcanza el 87%, seguido de La Candelaria y Laureles, y finalmente Belén con cobertura menor al 1%. En el caso de reducción de emisiones solo Belén cuenta con una reducción menor al 100%, siendo esta del 83%.

3.2.4 Geotérmica

Para la ciudad de Medellín, se analiza el potencial del termal Finca Los Termales (A-1) ya que cumple con el criterio de ubicación para su aprovechamiento de la ciudad, ver **Figura 26**.

Figura 26. *Ubicación de fuentes hidrotermales en el departamento de Antioquia.*



Fuente: Elaboración propia.

Se estimó el potencial térmico de las fuentes hidrotermales y/o reservorios que debido al análisis de pérdida de temperatura no son aptas para su aprovechamiento en generación eléctrica, sin embargo, pueden ser usadas

para usos directos como invernaderos, procesamiento de alimentos, balneología, secadores industriales, calefacción en zonas frías, entre otras, en las zonas donde se encuentran ubicadas. En el caso del reservorio A-1 se encuentra en zonas lejanas a áreas urbanas sin edificaciones cercanas para su aprovechamiento térmico la cual es usada como sitio turístico de piscinas de aguas termales.

Tabla 38. *Estimación potencia generación térmica (MW) de los reservorios cercanos a la ciudad de Medellín.*

Código Reservorio	Fuente Hidrotermal	Distancia a la ciudad (km)	Temp esperada (°C)	Uso Propuesto	Potencia generación térmica (MW_t)	Reemplazo de Gas Natural (m^3/año)	Reemplazo de Refrigeración (TR/año)
A-1	Finca los Termales	49	70	Térmico	6,54	80.673	447.569

Fuente: Elaboración propia.

3.3 CARTAGENA

En esta sección se presenta el consolidado de los resultados a partir de la estimación de los potenciales de las energías renovables, reusables y residuales para la ciudad de Cartagena, los cuales se presentan a detalle en cada una de las subsecciones de cada tipo de energía.

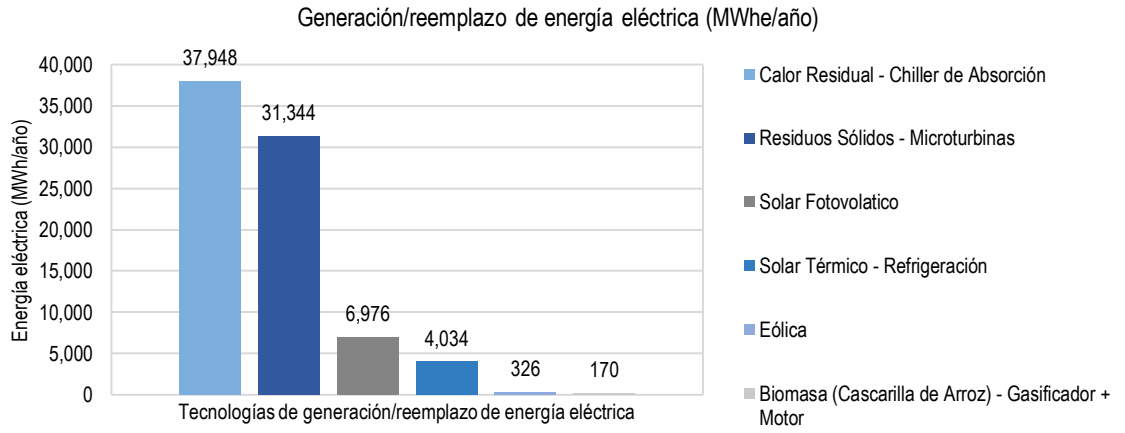
En la **Figura 27**(a) se observa la generación de energía eléctrica (en MWh/año) a partir de energía solar fotovoltaica, térmica refrigeración, residuos sólidos microturbinas, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + motor y energía eólica. Y en el caso de energía a partir de calor residual chiller de absorción se obtiene una energía eléctrica de reemplazo. Se observa que el reemplazo de calor residual con chiller de absorción es de 37.948 MWh/año, seguida por la generación de residuos sólidos por microturbinas con 31.344 MWh/año, energía solar fotovoltaico con 6.976 MWh/año, energía solar térmica refrigeración con 4.034 MWh/año, energía eólica con 326 MWh/año de generación y por último biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + motor con una generación de 170 MWh/año.

Asimismo, en **Figura 27** (b) se observa generación de gas natural por medio de residuos sólidos con biometano y energía solar térmica – ACS. De igual manera, el reemplazo de gas natural por medio de calor residual con caldera de recuperación. En esta se observa como el reemplazo de gas natural por medio de caldera de recuperación tiene una generación de 12.522.988 m^3/años generados, seguido residuos sólidos con biometano con una generación de 10.553.572 m^3/año y por último el sistema de ACS con 933.927 m^3/año de gas natural.

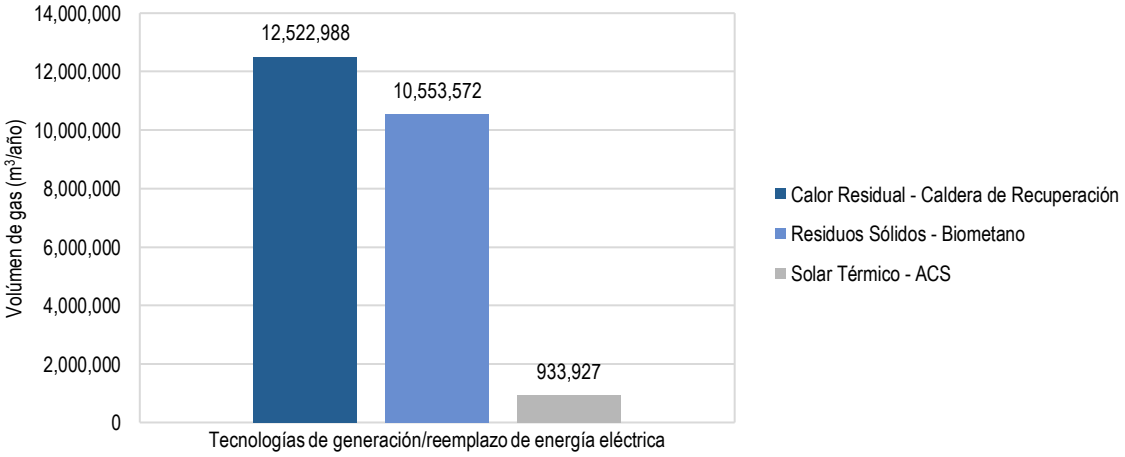
En la **Figura 27** (c) se presenta la generación de frio por medio de residuos sólidos con caldera +chiller, chiller de fuego directo, microturbinas + chiller, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + motor + chiller y biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + caldera + chiller. La tecnología de caldera + chiller tiene una generación de 53.473.033 TR/año, el chiller de fuego directo 36.008.776 TR/año, las microturbinas + chiller una generación de 35.987.681 TR/año, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + motor + chiller con 288.237 TR/año y biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + caldera + chiller con 165.191 TR/año.

Por otro lado, se realiza el análisis de la cobertura de la demanda de los Distritos Térmicos de acuerdo con las tres zonas de interés con mayores emisiones para la evaluación de reducción de emisiones GEI mediante Distritos Térmicos (MGM Innova Energy Services & ECOLOGIC CO2CERO, 2022) y la reducción de emisiones GEI. Sin embargo, para las energías de biomasa y residuos sólidos, y calor residual se presenta el análisis de todas las divisiones políticas que se presenta en el Capítulo 4 del actual documento.

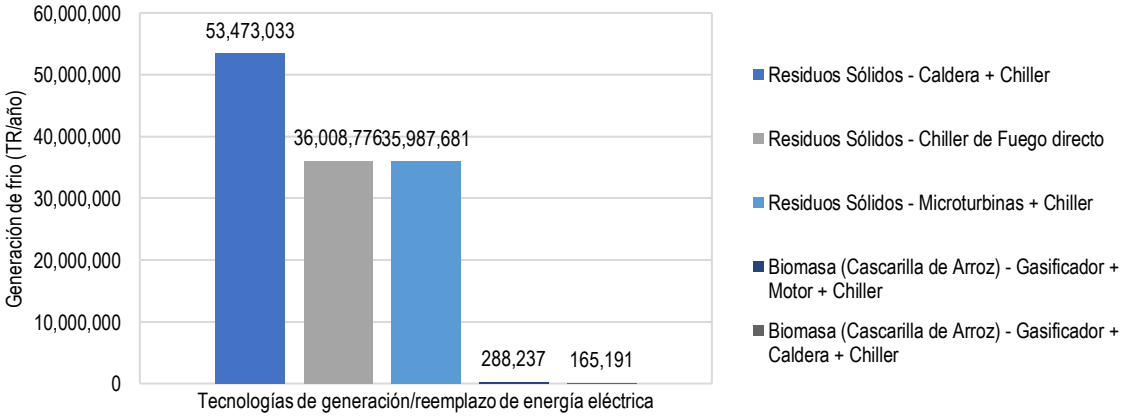
Figura 27. *Generación/reemplazo de (a) energía eléctrica, (b) gas natural y (c) refrigeración en Cartagena*



(a) Generación o reemplazo de energía eléctrica



(b) Generación o reemplazo de gas natural



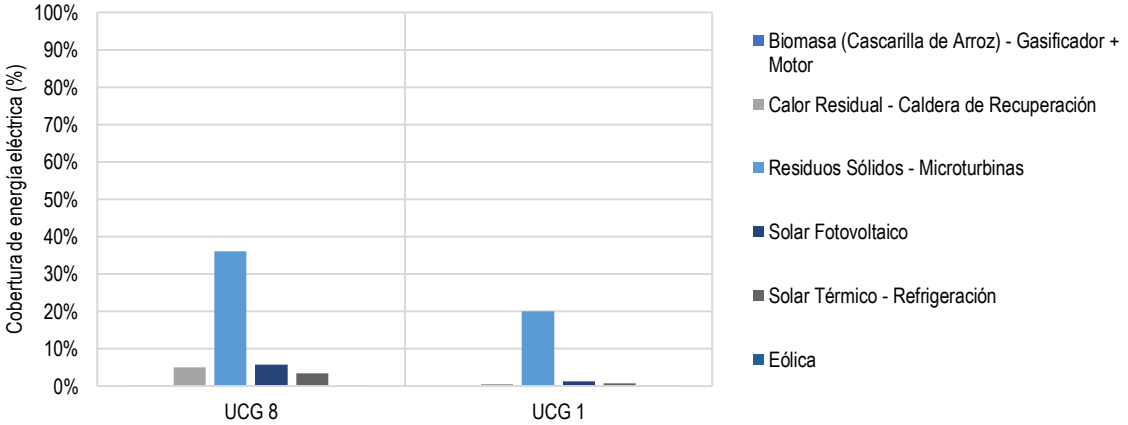
(c) Generación de frio

Fuente: Elaboración propia

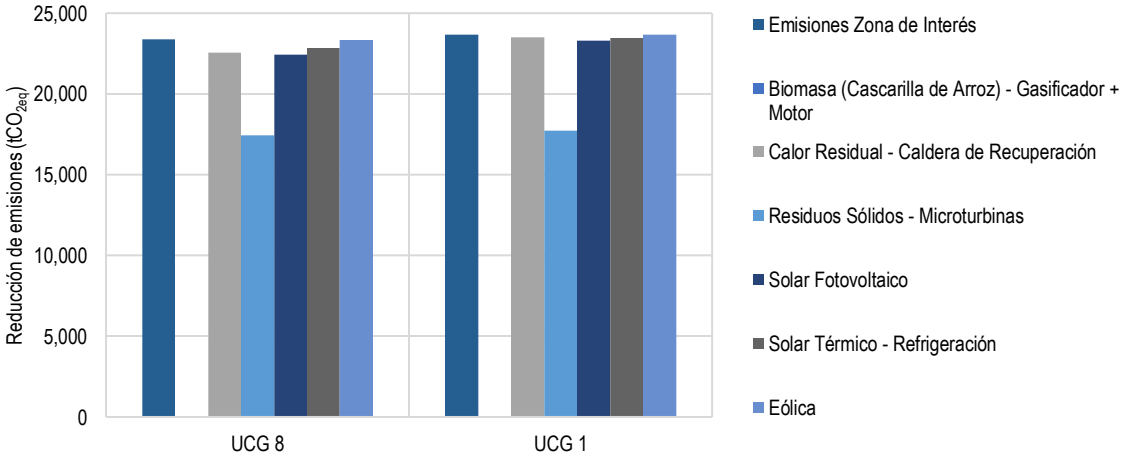
En la **Figura 28** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de energía eléctrica de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 28** (b)

se presenta la reducción de emisiones GEI por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés. Para el sistema solar fotovoltaico, donde se tiene una cobertura mayor al 100%, se plantea un escenario de venta de energía eléctrica a la red.

Figura 28. *Cobertura de la demanda (a) y reducción de emisiones (b) por energía eléctrica Cartagena*



(e) Cobertura de la demanda de energía eléctrica en el distrito térmico

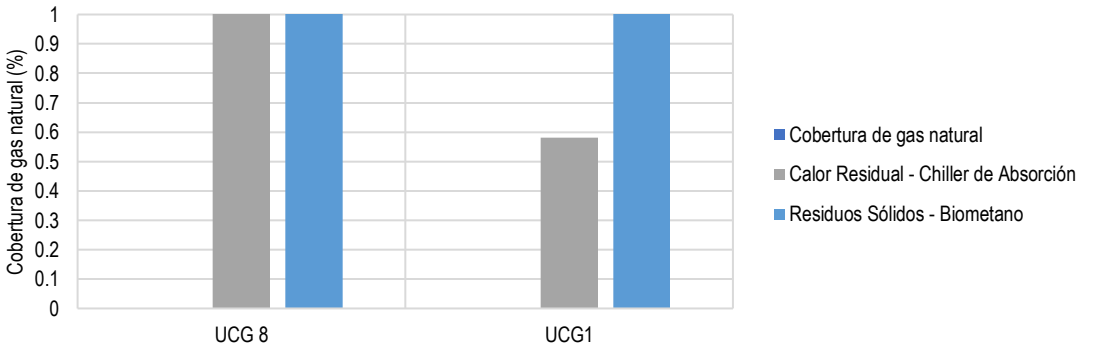


(f) Reducción de emisiones debido al uso de energía eléctrica en la zona de interés

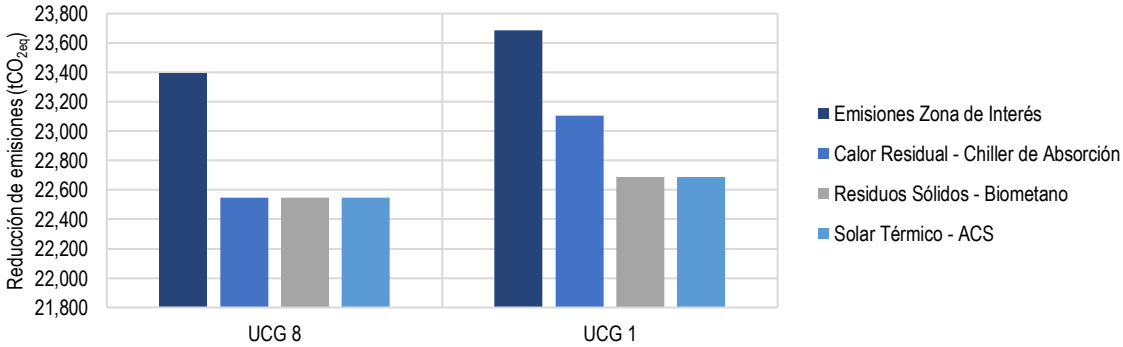
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 29** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de gas natural de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 29** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI de gas natural por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés. Cabe resaltar que, en cuanto a la disponibilidad de residuos sólidos con biometano, esta se considera que todo el caudal disponible para su uso se entrega en un 100% a la demanda de cada una de las zonas de interés, es decir, que su potencial no se fracciona para cada zona.

Figura 29. *Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por gas natural en Cartagena*



(e) Cobertura de la demanda de gas natural en el distrito térmico

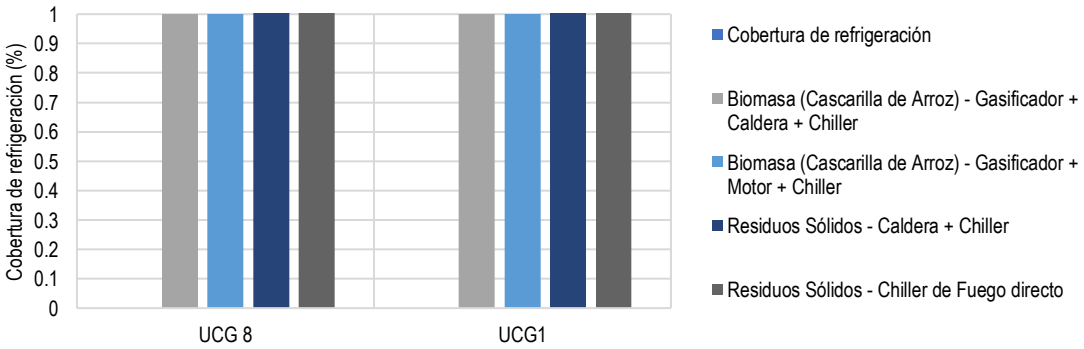


(f) Reducción de emisiones debido al uso de gas natural en la zona de interés

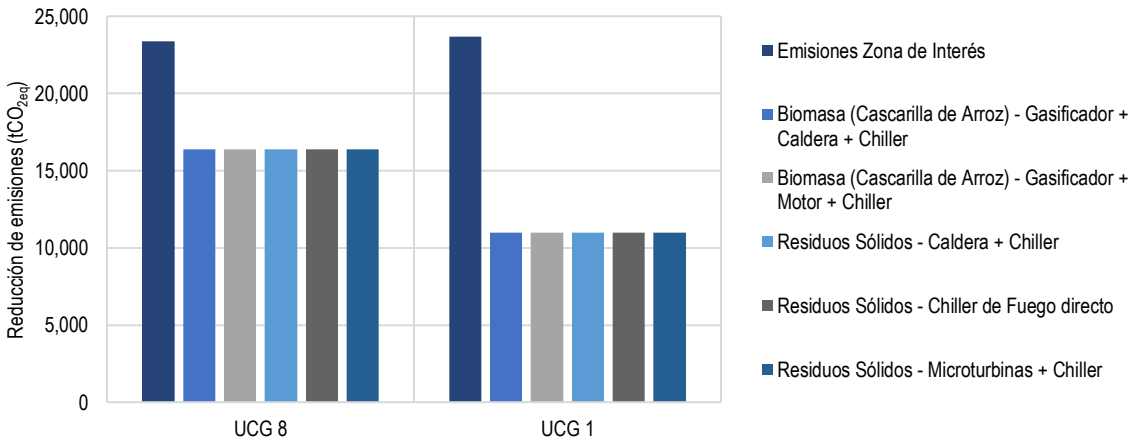
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 30** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de refrigeración de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 30** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI de refrigeración por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés.

Figura 30. *Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por refrigeración en Cartagena*



(e) Cobertura de la demanda de refrigeración en el distrito térmico



(f) Reducción de emisiones debido al uso de refrigeración en la zona de interés

Fuente: Elaboración propia

3.3.1 Energía Eólica

La ciudad de Cartagena cuenta con un potencial eólico que permite ser aprovechado durante todo el año. Con este aprovechamiento de viento se obtiene la energía producida anual y las horas equivalentes de funcionamiento para la ciudad comparando diferentes tecnologías de aerogeneradores del mercado. Inicialmente se estima la energía producida por cada tipo de aerogenerador, seguido se halla las horas equivalentes y factor de carga.

- **Energía producida**

Los resultados para la ciudad de Cartagena de energía producida por cada uno de los aerogeneradores analizados se muestran a continuación. Esta energía producida se genera para todo el año analizado en la ciudad. En la **Tabla 39** se muestra el aerogenerador de 1,5 MW y 2MW que son los que tienen la mayor producción de energía anual para la ciudad.

***Tabla 39**. Energía producida por tipo de aerogenerador en Cartagena*

Tipo de aerogenerador	Energía producida anual (MWh/año)
Aerogenerador 100 kW	297
Aerogenerador 800 kW	1.806
Aerogenerador 1,5 MW	5.727
Aerogenerador 2 MW	7.570
Mini aerogenerador 6 kW	13
Aerogenerador vertical 4 kW	8
Aerogenerador vertical 1 kW	1,4

Fuente: Elaboración propia.

- **Horas equivalentes y factor de carga**

Las horas equivalentes para la ciudad de Cartagena para conocer el tipo de aerogenerador que tendrá una mayor eficiencia y mayor rendimiento durante todo el año en la ciudad. El factor de carga adicionalmente, como

se muestra en la **Tabla 40** hace referencia al porcentaje de horas de funcionamiento que tendría cada aerogenerador durante las horas totales del año.

***Tabla 40**. Horas equivalentes y factor de carga en Cartagena*

Tipo de aerogenerador	Horas equivalentes (h/año)	Factor de carga (%)
Aerogenerador 100 kW	3.117	36%
Aerogenerador 800 kW	2.368	27%
Aerogenerador 1,5 MW	4.004	46%
Aerogenerador 2 MW	3.970	45%
Mini aerogenerador 6 kW	2.311	26%
Aerogenerador vertical 4 kW	2.164	25%
Aerogenerador vertical 1 kW	1.493	17%

Fuente: Elaboración propia.

- **Producción de energía por mini aerogeneradores**

La utilización de mini aerogeneradores en los techos de las tres zonas de interés analizadas se muestra en la **Tabla 41**. Cada zona de interés se muestra la cantidad de aerogeneradores, la potencia instalada y la generación de energía por medio de los mini aerogeneradores en la ciudad de Cartagena.

***Tabla 41**. Potencia y generación de energía por zona de interés con mini aerogeneradores en Cartagena*

Zona de interés	Cantidad de aerogeneradores	Potencia instalada (MW)	Generación de energía (MWh/año)
UCG 8	17	0,102	214
UCG 1	9	0,054	112
UCG 12	9	0,504	114

Fuente: Elaboración propia.

3.3.2 Energía Solar

El aprovechamiento de energía solar para la ciudad de Cartagena se analiza para sistemas fotovoltaicos, térmicos con ACS y térmicos con refrigeración. A continuación, se muestran los resultados de generación para cada uno de estos sistemas en las zonas de interés inicialmente seleccionadas. Adicionalmente, se hace la relación con la demanda del potencial distrito térmico, en zonas de interés de la ciudad de Cartagena y se halla el porcentaje de aportación y cantidad de emisiones de CO2 que dejara de emitir por la utilización de alguna de estas tecnologías.

- **Energía producida sistema solar fotovoltaico**

Los resultados de los tres tipos de tecnología analizados para la ciudad se muestran en las siguientes tablas. En estas tablas se muestran, las tres zonas de interés analizadas y el total de la ciudad. En la **Tabla 42** se muestra la energía producida para las zonas de interés UCG8, UCG 1 y UCG 12 de la ciudad de Cartagena.

***Tabla 42**. Energía producida (MWh/año) sistema FV en zonas de interés, Cartagena*

Solar Fotovoltaica	Total, ciudad	UCG 8	UCG 1	UCG 12
Energía producida (MWh/año)	10.594	5.015	1.962	3.617

Fuente: Elaboración propia.

Para el sistema solar térmico de ACS, en la **Tabla 43** se muestra los m3 diarios que puede entregar el sistema a cada una de las zonas interés de la ciudad y los m3 de gas generados anuales para este tipo de tecnología en Cartagena.

***Tabla 43**. ACS (m^3) solar térmico, Cartagena*

Solar térmica ACS	Total, ciudad	UCG 8	UCG 1	UCG 12
ACS diario (m^3/día)	1.781	843	330	608
ACS anual (m^3 gas/año)	2.748.763	1.301.187	509.040	938.536

Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 44** se muestra la tecnología solar térmico para sistemas de refrigeración, donde se pueden notar las toneladas de refrigeración máximas anuales a entregar en cada zona de interés de la ciudad de Cartagena y la energía eléctrica producida para este tipo de tecnología.

***Tabla 44**. Solar térmico refrigeración (toneladas refrigeración – TR), Cartagena*

Solar térmica refrigeración	Total, ciudad	UCG 8	UCG 1	UCG 12
Toneladas de refrigeración (TR/año)	1.049	497	194	358
Energía eléctrica refrigeración (MWh/año)	6.125	2.900	1.134	2.091

Fuente: Elaboración propia.

- **<u>Ahorros esperados anuales por sistema solar</u>**

El ahorro esperado anual para cada uno de los sistemas solares analizados para cada zona de interés y el total de la ciudad de Cartagena, se muestran en la siguiente tabla.

***Tabla 45**. Ahorro esperado total Cartagena*

Ahorro esperado (M COP/año)	Total	UCG 8	UCG 1	UCG 12
Energía solar FV	9.513	4.503	1.762	3.248
Energía solar térmica ACS	5.635	2.667	1.044	1.924
Energía solar térmica refrigeración	5.501	2.604	1.019	1.878

Fuente: Elaboración propia.

3.3.3 Biomasa y Residuos Sólidos

En la identificación de cultivos en el departamento de Bolívar se identificó la presencia de arroz, palma de aceite y café. Existe presencia de cultivo de arroz en 26 municipios del departamento, sin embargo, el potencial identificado se encuentra en Cartagena, Clemencia y Santa Rosa con una producción de arroz verde paddy de $1.243\ \mathrm{t/año}$, que representan una cantidad de $249\ \mathrm{t/año}$ de cascarilla de arroz, la cual cuenta con un potencial energético de $3.633.244\ \mathrm{MJ/t}$ y que al ser gasificada puede generar hasta 137 MWh/año de electricidad.

En Cartagena no se identificó potencial en los residuos de biomasa de cisco de café y cuesco de palma, esto se debe a que los cultivos de café se encuentran disponibles en los municipios de Morales y San Jacinto a más de 90km de Cartagena. Por otro lado, el cultivo de la palma de aceite se presenta en 22 muncipios del departamento los cuales cuentan con cuatro plantas de beneficio ubicadas a más de 66 km de distancia de Cartagena (ver **Tabla 46**), lo que no permitiría que el aprovechamiento de los residuos de cuesco de palma sea viable para un distrito térmico ubicado en la capital del departamento.

***Tabla 46**. Plantas de beneficio de palma de aceite ubicadas en el departamento de Bolívar*

Planta de Beneficio	Ubicación	Distancia a Cartagena (km)
Extractora María la Baja S.A.	María La Baja, Bolívar	66
Extractora Grupalma S.A.	Regidor, Bolívar	268
Extractora Vizcaya S.A.	Simití, Bolívar	319
Extractora Loma Fresca Sur de Bolívar S.A.S	San Pablo, Bolívar	336

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, para el relleno sanitario Loma de los Cocos se identificó de acuerdo con la **Tabla 47** una generación de biogás de 17.589.287 m^3/año lo cual representa un potencial total de 92.036 MWh/año. Al utilizar el potencial de biogás disponible en el relleno transformándolo en energía eléctrica e inyectándolo a la red se estima una generación eléctrica 38.655 MWh/año. En el caso de Cartagena no se encontraron datos de generación de biogás para los años 2020 y 2021. Sin embargo, con los resultados hallados para 2019 ocupa el quinto lugar dentro de las ciudades estudiadas por su potencial.

***Tabla 47.** Generación eléctrica a partir de biogás en Cartagena*

Parámetro	2019
Generación de biogás (m^3/año)	17.589.287
Potencial energético (MWh/año)	92.036
Generación eléctrica (MWh/año)	38.655

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados indican que, en la ciudad de Cartagena, el potencial de residuos sólidos y de biomasa puede ser aprovechado a partir de diferentes rutas para la obtención de energía eléctrica, vapor y refrigeración. Para la ciudad de Cartagena existe la disponibilidad de cascarilla de arroz que permite la obtención de energía eléctrica de 169 MWh_e/año presentado en la **Tabla 50**. Adicionalmente, con estas biomasas se puede generar refrigeración que supera incluso los 288.237 TR y finalmente vapor con 625 ton vapor/año.

***Tabla 48.** Rutas de aprovechamiento para el biogás en la ciudad de Cartagena*

Ruta	Producto	Cantidad	Unidades

Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Motor	Energía eléctrica	169	MWhe/año
Residuos Sólidos - Microturbinas	Energía eléctrica	31.344	MWhe/año
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Motor + Chiller	Refrigeración	288.237	TR/año
Residuos Sólidos - Caldera + Chiller	Refrigeración	35.987.681	TR/año
Residuos Sólidos - Chiller de Fuego directo	Refrigeración	36.008.776	TR/año
Residuos Sólidos - Microturbinas + Chiller	Refrigeración	53.473.032	TR/año
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Caldera	Vapor	625	Ton vapor/año

Por otro lado, si el biogás se transforma en biometano y es aprovechado en microturbinas puede obtenerse energía eléctrica, el valor estimado es de 31.344 MWh_e/año. Al evaluar el mismo potencial en otras rutas para la obtención de toneladas de refrigeración se obtienen valores de hasta 53 millones de TR/año.

3.3.4 Calor Residual

3.3.4.1 Estimación de calor residual a nivel ciudad

La disponibilidad de calor residual en la ciudad de Cartagena para el sector manufacturero proviene principalmente las divisiones CIIU 32, 20, 23 y 22 que corresponden a las actividades económicas de otras industrias manufactureras, a la fabricación de sustancias y productos químicos, la fabricación de otros productos minerales no metálicos y la fabricación de productos de caucho y de plástico. El mayor potencial energético se encuentra disponible en Unidad Comunera Urbana UCG 8 con 214.362 MWh/año. En los cuatro puestos siguientes con valores superiores a los 64.319 MWh/año se encuentran las UCG 1, 11, 13 y 10; por otro lado, las divisiones políticas con menor potencial son las UCG 15, 7 y 5.

El calor residual disponible en cada una de las Unidades Comuneras de Cartagena puede ser utilizado en una caldera de recuperación o en un chiller de absorción obteniendo calor útil por rango de temperatura, en este caso se asume el potencial a nivel ciudad hace referencia a calor de desecho de media temperatura con valores entre 100 y 400 ºC. El uso del chiller de absorción se traduce en un reemplazo esperado de energía eléctrica de 159.911MWh_e/año en toda la ciudad y en el caso de la caldera de recuperación en un reemplazo esperado de gas natural de 50.635.596 m^3/año. En la **Tabla 49** se presenta la estimación de para cada tecnología en cada una de las comunas de Cartagena.

Tabla 49. *Reemplazo de gas natural y energía eléctrica a nivel ciudad en Cartagena*

División Política	Reemplazo gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWhe/año)
UCG 8	13.027.377	41.141
UCG 1	5.995.396	18.934
UCG 11	4.251.273	13.426
UCG 13	4.081.072	12.888
UCG 10	3.908.819	12.344
UCG 12	3.419.483	10.799
UCG 9	3.232.472	10.208
UCG 2	2.770.541	8.750
UCG 14	2.429.550	7.673
UCG 6	1.915.916	6.051
UCG 4	1.613.458	5.095

División Política	Reemplazo gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWhe/año)
UCG 3	1.587.901	5.015
UCG 15	1.396.742	4.411
UCG 7	912.856	2.883
UCG 5	92.739	293

Fuente: Elaboración propia

Tanto en los resultados de reemplazo de energía eléctrica y de gas natural, se obtienen los valores mayores en UCG 8 con 41.141 MWh_e/año y 13.027.377 m^3/año respectivamente; en segundo lugar, se encuentra UCG 1 con 18.934 MWh_e/año y 5.995.396 m^3/año, en los últimos lugares se encuentra la UCG 15, UCG 7 y UCG5.

3.3.4.2 Estimación de calor residual en las zonas de interés

El potencial de calor residual en las zonas de interés para evaluación de Distritos Térmicos tiene en cuenta la oferta de calor residual por parte del sector manufacturero y comercial como las edificaciones de alojamiento y de hospitales. Los resultados indican que existe un potencial de 135.658 MWh/año de los cuales 118.451 corresponden a calor residual de alta temperatura, 15.543 MWh/año a media temperatura y 1.664 a baja temperatura. En este sentido, la división política UCG 11 participa con un 85% de potencial, UCG 8 con el 12% y el 4% restante se distribuye en la UCG 1 y 10, La alta participación de calor residual de alta temperatura en la UCG 11 proviene de empresas identificadas con la división CIIU 23 que corresponde a la fabricación de otros productos minerales no metálicos.

Para el aprovechamiento de este calor de desecho se evalúa el uso de un chiller de absorción y una caldera de recuperación permitiendo estimar el reemplazo de energía eléctrica y gas natural respectivamente. Como se observa en la **Tabla 50** los resultados indican que la UCG 11 es la zona de interés con mayor reemplazo de energía eléctrica y gas natural con 32.585 MWh_e/año y 10.767.195 m^3/año, seguido de Suba con 4.413 MWh_e/año y 1.455.148 m^3/año.

Tabla 50. *Reemplazo de gas natural y energía eléctrica en las zonas de interés de Cartagena*

Zona de interés	Reemplazo de gas natural	Reemplazo de energía eléctrica (MWh/año)
UCG 11	10.767.195	32.585
UCG 8	1.455.148	4.413
UCG 1	293.809	928
UCG 10	6.836	22

Fuente: Elaboración propia

La oferta de gas natural y energía eléctrica se utiliza para evaluar la cobertura de demanda de estos energéticos y la posible reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en las zonas de interés. De acuerdo con los datos presentados en la **Tabla 51** la unidad comunera UCG 11 es la zona de interés con valores mayores de cobertura, tanto de energía eléctrica como de gas natural con 100% ambas. En UCG 8, UCG 1 y UCG 10, la cobertura de energía eléctrica es menor al 6%, siendo UCG 10 la zona con menor porcentaje en 0,2%, con el reemplazo de electricidad la reducción de emisiones es mayor al 100% en todos los casos.

Tabla 51. *Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica, gas natural y refrigeración en las zonas de interés de Cartagena*

Zona de interés	Energía Eléctrica	Gas Natural
	Cobertura (%)	Cobertura (%)

UCG 8	5,1%	>100%
UCG 1	0,6%	58%
UCG 11	>100%	>100%
UCG 10	0,2%	5%

Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, en cuanto a cobertura de gas natural UCG 8 alcanza el 100%, seguido de UCG 1 y Laureles, y finalmente UCG 10 con cobertura del 5%. En el caso de reducción de emisiones solo Belén cuenta con una reducción menor al 100%, siendo esta del 83%.

3.4 BARRANQUILLA

En esta sección se presenta el consolidado de los resultados a partir de la estimación de los potenciales de las energías renovables, reusables y residuales para la ciudad de Barranquilla, los cuales se presentan a detalle en cada una de las subsecciones de cada tipo de energía.

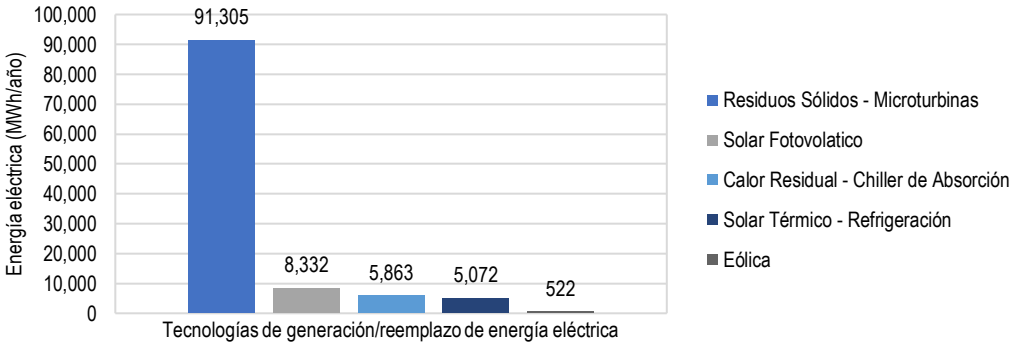
En la **Figura 31** (a) se observa la generación de energía eléctrica (en MWh/año) a partir de energía solar fotovoltaica, térmica refrigeración, residuos sólidos microturbinas y energía eólica. Y en el caso de energía a partir de calor residual chiller de absorción se obtiene una energía eléctrica de reemplazo Se observa que la energía de residuos sólidos por microturbinas presenta una alta generación de energía de 91.305 MWh/año, seguida por energía solar fotovoltaica con 8.332 MWh/año, seguido por el reemplazo de energía por calor residual con 5.863 MWh/año, energía solar térmica refrigeración con 5.072 MWh/año y por último energía eólica con 522 MWh/año.

Asimismo, en **Figura 31** (b) se observa generación de gas natural por medio de residuos sólidos con biometano y energía solar térmica – ACS. De igual manera, el reemplazo de gas natural por medio de calor residual con caldera de recuperación. En esta se observa como la generación de gas natural por medio de residuos sólidos con biometano tiene una generación de 30.742.344 m^3/años generados, seguido por el reemplazo de gas natural con caldera de recuperación de 1.930.676 m^3/año y por último el sistema de ACS con 180.305 m^3/año de gas natural.

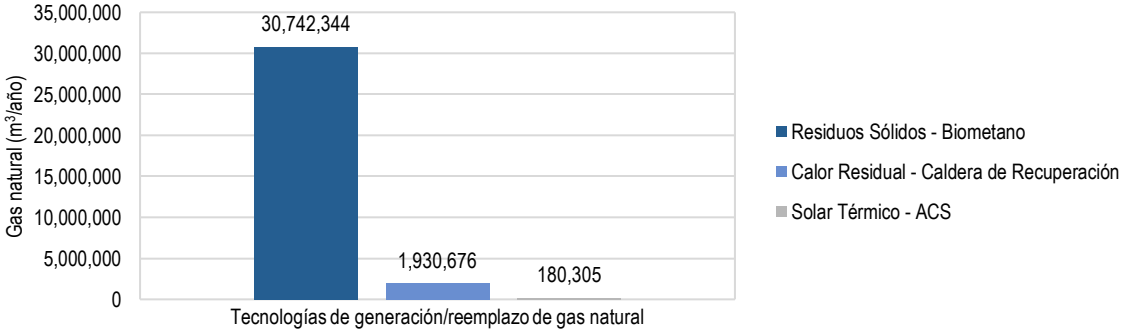
En la **Figura 31** (c) se presenta la generación de frio por medio de residuos sólidos con caldera +chiller, chiller de fuego directo, microturbinas + chiller. La tecnología de caldera + chiller tiene una generación de 155.765.872 TR/año, el chiller de fuego directo 104.892.843 TR/año, las microturbinas + chiller una generación de 104.831.393 TR/año.

Por otro lado, se realiza el análisis de la cobertura de la demanda de los Distritos Térmicos de acuerdo con las tres zonas de interés con mayores emisiones para la evaluación de reducción de emisiones GEI mediante Distritos Térmicos (MGM Innova Energy Services & ECOLOGIC CO2CERO, 2022) y la reducción de emisiones GEI.

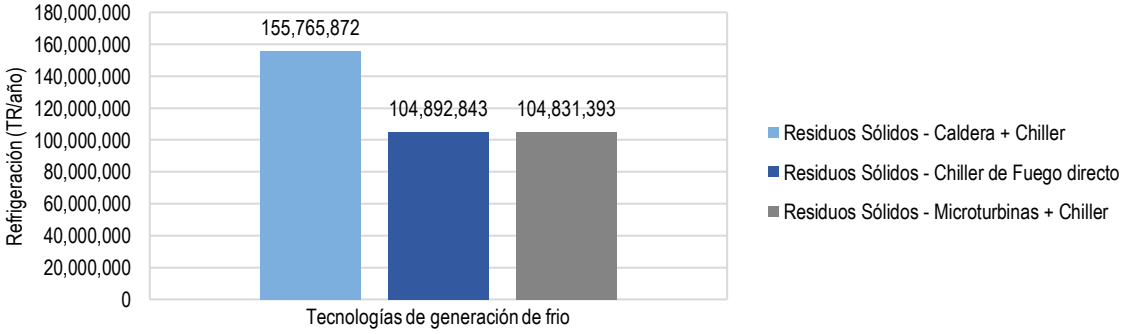
Figura 31. *Generación/reemplazo de (a) energía eléctrica, (b) gas natural y (c) refrigeración en Barranquilla*



(a) Generación o reemplazo de energía eléctrica



(b) Generación o reemplazo de gas natural

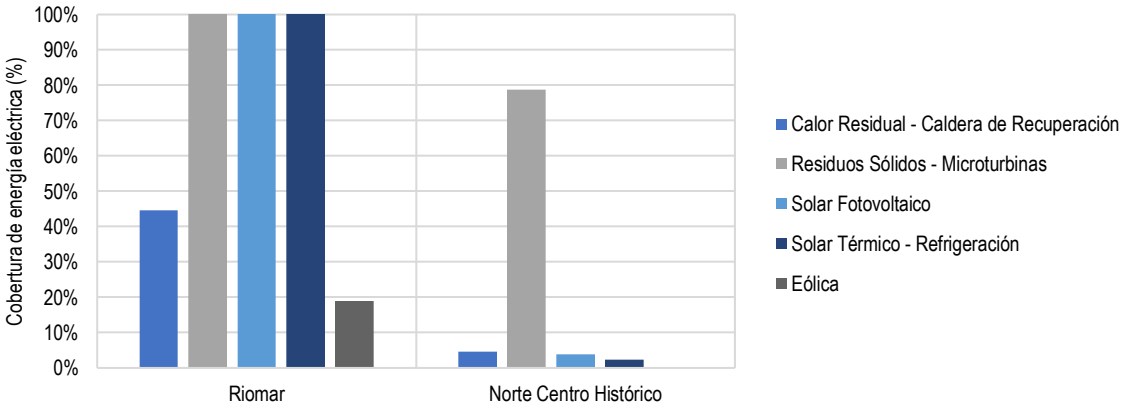


(c) Generación de frio

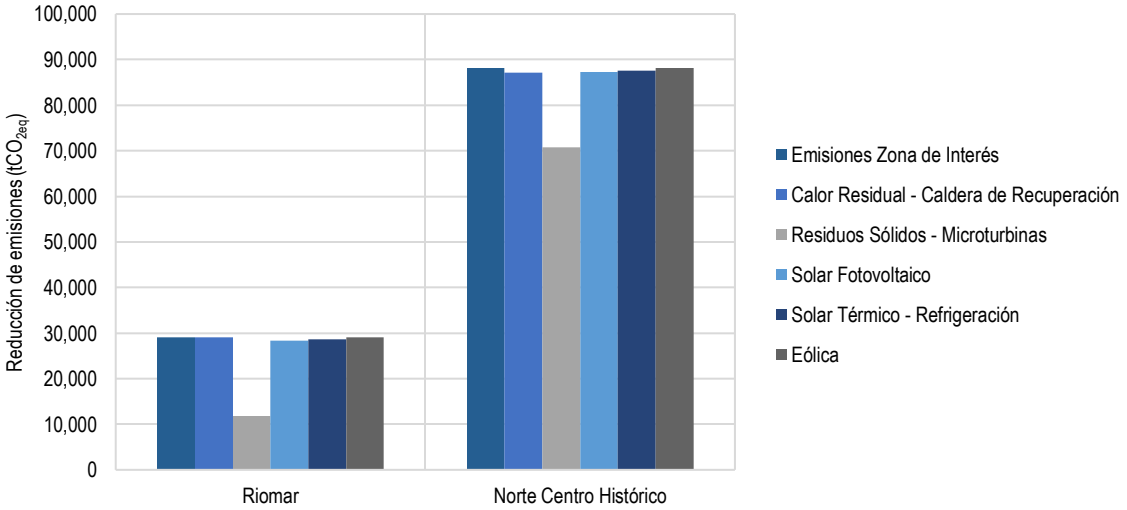
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 32** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de energía eléctrica de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 32** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés. Para el sistema solar fotovoltaico, donde se tiene una cobertura mayor al 100%, se plantea un escenario de venta de energía eléctrica a la red.

Figura 32. *Cobertura de la demanda (a) y reducción de emisiones (b) por energía eléctrica Barranquilla*



(g) Cobertura de la demanda de energía eléctrica en el distrito térmico

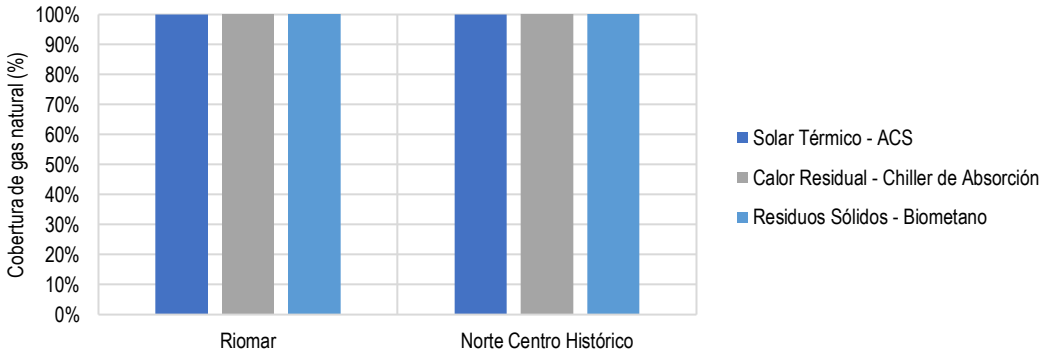


(h) Reducción de emisiones debido al uso de energía eléctrica en la zona de interés

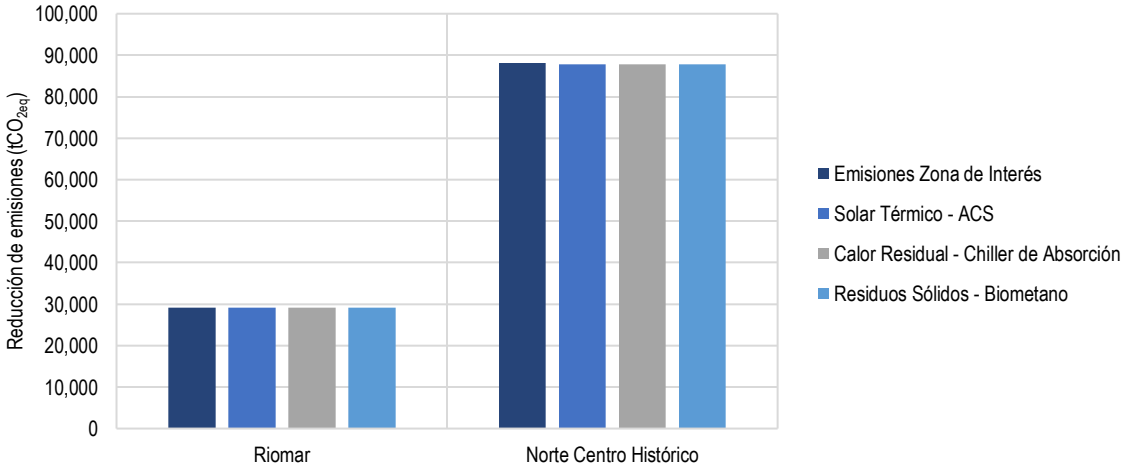
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 33** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de gas natural de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 33** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI de gas natural por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés. Cabe resaltar que, en cuanto a la disponibilidad de residuos sólidos con biometano, esta se considera que todo el caudal disponible para su uso se entrega en un 100% a la demanda de cada una de las zonas de interés, es decir, que su potencial no se fracciona para cada zona.

Figura 33. *Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por gas natural en Barranquilla*



(g) Cobertura de la demanda de gas natural en el distrito térmico

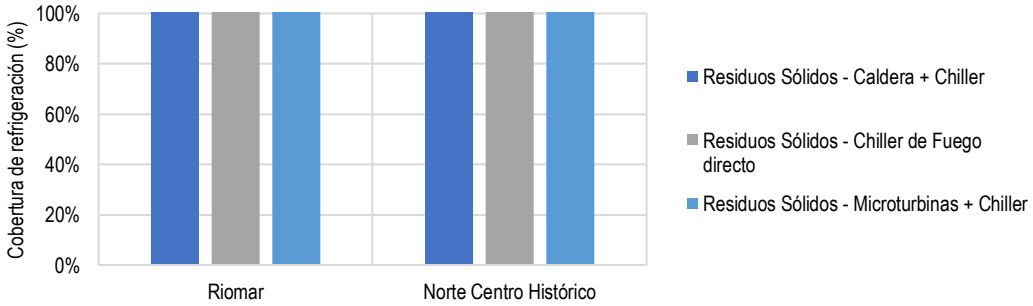


(h) Reducción de emisiones debido al uso de gas natural en la zona de interés

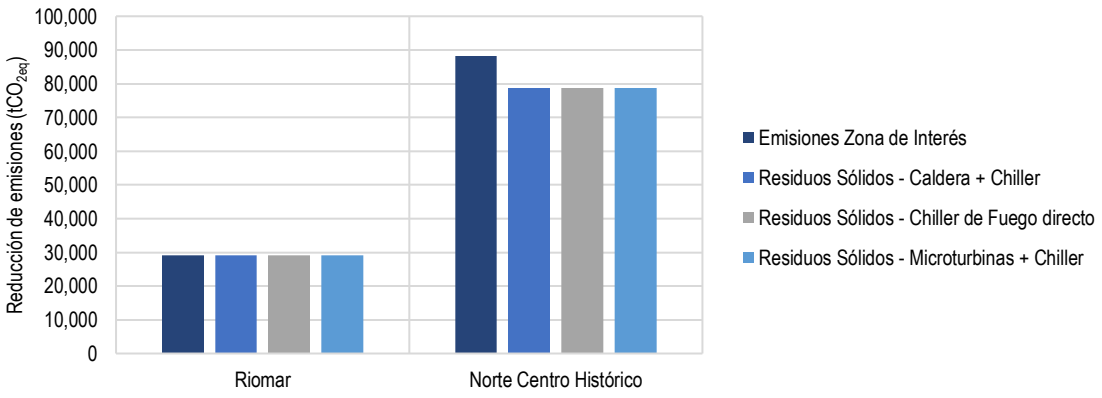
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 34** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de refrigeración de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 34** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI de refrigeración por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés.

Figura 34. *Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por refrigeración en Barranquilla*



(g) Cobertura de la demanda de refrigeración en el distrito térmico



(h) Reducción de emisiones debido al uso de refrigeración en la zona de interés

Fuente: Elaboración propia

3.4.1 Energía Eólica

La ciudad de Barranquilla cuenta con un potencial eólico que permite ser aprovechado durante todo el año. Con este aprovechamiento de viento se obtiene la energía producida anual y las horas equivalentes de funcionamiento para la ciudad comparando diferentes tecnologías de aerogeneradores del mercado. Inicialmente se estima la energía producida por cada tipo de aerogenerador, seguido se halla las horas equivalentes y factor de carga.

- **Energía producida**

Los resultados para la ciudad de Barranquilla de energía producida por cada uno de los aerogeneradores analizados se muestran a continuación. Esta energía producida se genera para todo el año analizado en la ciudad. En la **Tabla 52** se muestra el aerogenerador de 1,5 MW y 2MW que son los que tienen la mayor producción de energía anual para la ciudad.

***Tabla 52**. Energía producida por tipo de aerogenerador en Barranquilla*

Tipo de aerogenerador	Energía producida anual (MWh/año)
Aerogenerador 100 kW	391
Aerogenerador 800 kW	2.604
Aerogenerador 1,5 MW	7.213
Aerogenerador 2 MW	9.511
Mini aerogenerador 6 kW	18
Aerogenerador vertical 4 kW	13
Aerogenerador vertical 1 kW	2

Fuente: Elaboración propia.

- **Horas equivalentes y factor de carga**

Las horas equivalentes para la ciudad de Barranquilla para conocer el tipo de aerogenerador que tendrá una mayor eficiencia y mayor rendimiento durante todo el año en la ciudad. El factor de carga adicionalmente, como se muestra en la **Tabla 53** hace referencia al porcentaje de horas de funcionamiento que tendría cada aerogenerador durante las horas totales del año.

***Tabla 53**. Horas equivalentes y factor de carga en Barranquilla*

Tipo de aerogenerador	Horas equivalentes (h/año)	Factor de carga (%)
Aerogenerador 100 kW	4.093	47%
Aerogenerador 800 kW	3.408	39%
Aerogenerador 1,5 MW	5.035	57%
Aerogenerador 2 MW	4.979	57%
Mini aerogenerador 6 kW	3.162	36%
Aerogenerador vertical 4 kW	3.103	35%
Aerogenerador vertical 1 kW	2.021	23%

Fuente: Elaboración propia.

- **Producción de energía por mini aerogeneradores**

La utilización de mini aerogeneradores en los techos de las tres zonas de interés analizadas se muestra en la **Tabla 54**. Cada zona de interés se muestra la cantidad de aerogeneradores, la potencia instalada y la generación de energía por medio de los mini aerogeneradores en la ciudad de Barranquilla.

***Tabla 54**. Potencia y generación de energía por zona de interés con mini aerogeneradores en Barranquilla*

Zona de interés	Cantidad de aerogeneradores	Potencia instalada (MW)	Generación de energía (MWh/año)
Riomar	12	0,072	209
Norte Centro Histórico	18	0,108	313
Metropolitana	14	0,084	238

Fuente: Elaboración propia.

3.4.2 Energía Solar

El aprovechamiento de energía solar para la ciudad de Barranquilla se analiza para sistemas fotovoltaicos, térmicos con ACS y térmicos con refrigeración. A continuación, se muestran los resultados de generación para cada uno de estos sistemas en las zonas de interés inicialmente seleccionadas. Adicionalmente, se hace la relación con la demanda del potencial distrito térmico, en zonas de interés de la ciudad de Barranquilla y se halla el porcentaje de aportación y cantidad de emisiones de CO2 que dejara de emitir por la utilización de alguna de estas tecnologías.

- **Energía producida sistema solar fotovoltaico**

Los resultados de los tres tipos de tecnología analizados para la ciudad se muestran en las siguientes tablas. En estas tablas se muestran, las tres zonas de interés analizadas y el total de la ciudad. En la **Tabla 55** se muestra la energía producida para las zonas de interés Norte Centro Histórico, Metropolitana y Riomar de la ciudad de Barranquilla.

***Tabla 55**. Energía producida (MWh/año) sistema FV en zonas de interés, Barranquilla*

Solar Fotovoltaica	Total, ciudad	Norte Centro Histórico	Metropolitana	Riomar
Energía producida (MWh/año)	10.378	4.521	2.045	3.811

Fuente: Elaboración propia.

Para el sistema solar térmico de ACS, en la **Tabla 56** se muestra los m3 diarios que puede entregar el sistema a cada una de las zonas interés de la ciudad y los m3 de gas generados anuales para este tipo de tecnología en Barranquilla.

***Tabla 56**. ACS (m^3) solar térmico, Barranquilla*

Solar térmica ACS	Total, ciudad	Norte Centro Histórico	Metropolitana	Riomar
ACS diario (m^3/día)	1.809	788	356	664
ACS anual (m^3 gas/año)	2.834.841	1.234.957	558.702	1.041.182

Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 57** se muestra la tecnología solar térmico para sistemas de refrigeración, donde se pueden notar las toneladas de refrigeración máximas anuales a entregar en cada zona de interés de la ciudad de Barranquilla y la energía eléctrica producida para este tipo de tecnología.

***Tabla 57**. Solar térmico refrigeración (toneladas refrigeración – TR), Barranquilla*

Solar térmica refrigeración	Total, ciudad	Norte Centro Histórico	Metropolitana	Riomar
Toneladas de refrigeración (TR/año)	1.082	471	213	397
Energía eléctrica refrigeración (MWh/año)	6.317	2.752	1.245	2.320

Fuente: Elaboración propia.

- **<u>Ahorros esperados anuales por sistema solar</u>**

El ahorro esperado anual para cada uno de los sistemas solares analizados para cada zona de interés y el total de la ciudad de Barranquilla, se muestran en la siguiente tabla.

***Tabla 58**. Ahorro esperado total Barranquilla*

Ahorro esperado (M COP/año)	Total	Norte Centro Histórico	Metropolitana	Riomar
Energía solar FV	9.973	4.345	1.965	3.663
Energía solar térmica ACS	6.662	2.902	1.313	2.447
Energía solar térmica refrigeración	6.071	2.645	1.196	2.230

Fuente: Elaboración propia.

3.4.3 Biomasa y Residuos Sólidos

La identificación de cultivos de arroz, café, palma de aceite y caña de azúcar en municipios cercanos a Barranquilla, permitió establecer que no existe potencial de aprovechamiento de residuos de estas biomasas a menos de 50 kilómetros de distancia. A pesar de que se identificó la presencia de cuatro plantas procesadoras de arroz con las siguientes razones sociales: Borré García S.A.S, Farid Curé & Compañía S.A.S. Arrocera del Litoral, Henrry Rodríguez Celedón e Inversiones Lache y Compañía Limitada, no fue posible determinar las capacidades de procesamiento específicas de las plantas.

En cuanto a residuos sólidos, el potencial energético de biogás en el relleno sanitario Los Pocitos en Barranquilla ocupó de acuerdo con los datos hallados, el segundo lugar entre las diez ciudades en estudio en 2019. El potencial energético del biogás aumentó de 268.099 MWh/año en 2019 a 808.260 MWh/año en 2020, posteriormente disminuyó a 426.464 MWh/año. Como se observa en la **Tabla 59** al utilizar el potencial de biogás disponible en el relleno transformándolo en energía eléctrica e inyectándolo a la red se estima una generación eléctrica 112.602 MWh/año en 2019, 339.469 MWh/año en 2020 y 179.115 MWh/año en 2021.

Tabla 59. *Generación eléctrica a partir de biogás en Barranquilla*

Parámetro	2019	2020	2021
Generación eléctrica (MWh/año)	112.602	339.469	179.115

Fuente: Elaboración propia.

En la ciudad de Barranquilla, se puede observar (ver **Tabla 60**) que el aprovechamiento por medio de residuos sólidos puede ser utilizado para la obtención de energía eléctrica y refrigeración, siendo así la ruta de residuos sólidos con microturbinas + chiller que cuenta con un potencial de generación de 155.765.871 TR/año para suplir a los potenciales Distritos Térmicos en las zonas de interés. Sin embargo, también se cuenta con generación de energía eléctrica por medio de microturbinas con 91.304 MWh_e/año.

Tabla 60. *Rutas de aprovechamiento para el biogás en la ciudad de Barranquilla*

Ruta	Producto	Cantidad	Unidades
Residuos Sólidos - Microturbinas	Energía eléctrica	91.304	MWhe/año
Residuos Sólidos - Caldera + Chiller	Refrigeración	104.831.393	TR/año
Residuos Sólidos - Chiller de Fuego directo	Refrigeración	104.892.842	TR/año
Residuos Sólidos - Microturbinas + Chiller	Refrigeración	155.765.871	TR/año

Fuente: Elaboración propia.

3.4.4 Calor Residual

3.4.4.1 Estimación de calor residual a nivel ciudad

La disponibilidad de calor residual en la ciudad de Barranquilla para el sector manufacturero proviene principalmente de las divisiones CIIU 23, 23 y 17 que corresponden a las actividades económicas de fabricación de sustancias y productos químicos, fabricación de otros productos minerales no metálicos y fabricación de papel, cartón y productos de papel y cartón respectivamente. El mayor potencial energético se encuentra disponible en la localidad Norte Centro Histórico con 102.167 MWh/año; en el segundo puesto se encuentra la localidad Sur Oriente con 41.676 MWh/año, seguida de Riomar con 36.973 MWh/año, Sur Occidente con 33.004 MWh/año y finalmente Metropolitana con 10.828 MWh/año.

El calor residual disponible en cada una de las comunas de Barranquilla puede ser utilizado en una caldera de recuperación o en un chiller de absorción obteniendo calor útil por rango de temperatura, en este caso se asume el potencial a nivel ciudad hace referencia a calor de desecho de media temperatura con valores entre 100 y 400 ºC. El uso del chiller de absorción se traduce en un reemplazo esperado de energía eléctrica de 43.116 MWh_e/año en toda la ciudad y en el caso de la caldera de recuperación en un reemplazo esperado de gas natural de 13.652.513 m^3/año. En la **Tabla 61** se presenta la estimación de para cada tecnología en cada una de las comunas de Barranquilla.

Tabla 61. *Reemplazo de gas natural y energía eléctrica a nivel ciudad en Barranquilla*

División Política	Reemplazo gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWhe/año)
Norte Centro Histórico	6.208.957	19.608
Sur Oriente	2.532.762	7.999
Riomar	2.246.978	7.096
Sur Occidente	2.005.764	6.334
Metropolitana	658.052	2.078

Fuente: Elaboración propia

Tanto en los resultados de reemplazo de energía eléctrica y de gas natural, se obtienen los valores mayores en Norte Centro Histórico con 19.608 MWh_e/año y 6.208.957 m^3/año respectivamente; en segundo lugar, se encuentra Sur Oriente con 7.999 MWh_e/año y 2.532.762 m^3/año, en los últimos lugares se encuentra las comunas Riomar, Sur Occidente y Metropolitana.

3.4.4.2 Estimación de calor residual en las zonas de interés

El potencial de calor residual en las zonas de interés para evaluación de Distritos Térmicos tiene en cuenta la oferta de calor residual por parte del sector manufacturero y comercial como las edificaciones de alojamiento y de hospitales. Los resultados indican que existe un potencial de 24.118MWh/año de los cuales 13.550 corresponden a calor residual de alta temperatura, 9.370 MWh/año a media temperatura y 1.198 a baja temperatura. En este sentido, la división política Norte Centro Histórico participa con un 92% de potencial y Riomar con el 8% restante.

La alta participación de calor residual de alta temperatura en la comuna Norte Centro Histórico proviene de empresas con los códigos CIIU 20, 21 y 23, que corresponde a las actividades económicas de fabricación de sustancias y productos químicos; fabricación de productos farmacéuticos, sustancias químicas medicinales y productos botánicos de uso farmacéutico y fabricación de otros productos minerales no metálicos respectivamente. Por su parte en esta misma comuna, el potencial de calor en media temperatura proviene de 2.512 MWh/año por parte de hospitales y hoteles.

Para el aprovechamiento de este calor de desecho se evalúa el uso de un chiller de absorción y una caldera de recuperación permitiendo estimar el reemplazo de energía eléctrica y gas natural respectivamente. Como se observa en la **Tabla 62** los resultados indican que la Norte Centro histórico es la zona de interés con mayor reemplazo de energía eléctrica y gas natural con 5.364 MWh_e/año y 1.767.063 m^3/año, seguido de Riomar con 498 MWh_e/año y 163.614 m^3/año.

***Tabla 62**. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica en las zonas de interés de Barranquilla*

Zona de interés	Reemplazo de gas natural	Reemplazo de energía eléctrica (MWh/año)
Norte Centro Histórico	1.767.063	5.364
Riomar	163.614	498

Fuente: Elaboración propia

La oferta de gas natural y energía eléctrica se utiliza para evaluar la cobertura de demanda de estos energéticos y la posible reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en las zonas de interés. De acuerdo con los datos presentados en la **Tabla 63** la cobertura de energía eléctrica en Riomar es del 45% y en Norte Centro Histórico del 5%.

***Tabla 63.** Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica, gas natural y refrigeración en las zonas de interés de Cartagena*

Zona de interés	Energía Eléctrica	Gas Natural
	Cobertura (%)	Cobertura (%)
Norte Centro Histórico	5%	>100%
Riomar	45%	>100%

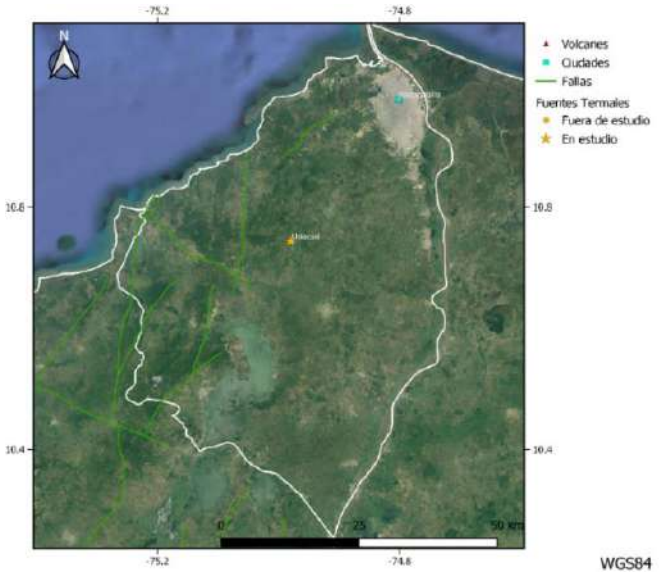
Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, en cuanto a cobertura de gas natural tanto Norte Centro histórico como Riomar presentan una cobertura del 100%. Finalmente, la reducción de emisiones tanto para energía eléctrica como para gas natural es del 100% en todos los casos.

3.4.5 Geotérmica

Para la ciudad de Barranquilla, se analiza el potencial del termal Pozo Golero (T-1) ya que cumple con el criterio de ubicación para su aprovechamiento de la ciudad, ver **Figura 35**.

***Figura 35.** Ubicación de fuentes hidrotermales en el departamento de Atlántico.*



Fuente: Elaboración propia.

Se estimó el potencial térmico de las fuentes hidrotermales y/o reservorios que debido al análisis de pérdida de temperatura no son aptas para su aprovechamiento en generación eléctrica, sin embargo, pueden ser usadas para usos directos como invernaderos, procesamiento de alimentos, balneología, secadores industriales, calefacción en zonas frías, entre otras, en las zonas donde se encuentran ubicadas. En el caso del reservorio T-1 se encuentra en zona lejana al área urbana.

Tabla 64. *Estimación potencia generación térmica (MW) de los reservorios cercanos a la ciudad de Barranquilla.*

Código Reservorio	Fuente Hidrotermal	Distancia a la ciudad (km)	Temp esperada (°C)	Uso Propuesto	Potencia generación térmica (MW_t)	Reemplazo de Gas Natural (m^3/año)	Reemplazo de Refrigeración (TR/año)
T-1	Pozo Golero	34	67	Térmico	7,14	103.391	627.149

Fuente: Elaboración propia.

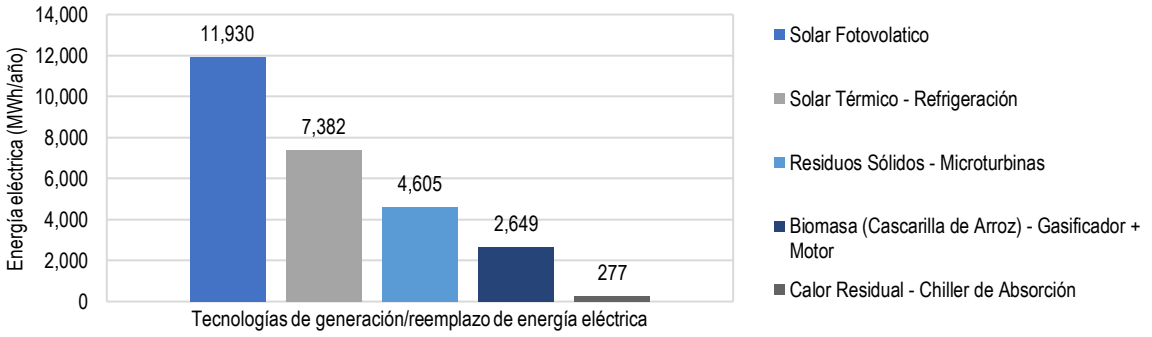
3.5 MONTERÍA

En esta sección se presenta el consolidado de los resultados a partir de la estimación de los potenciales de las energías renovables, reusables y residuales para la ciudad de Montería, los cuales se presentan a detalle en cada una de las subsecciones de cada tipo de energía.

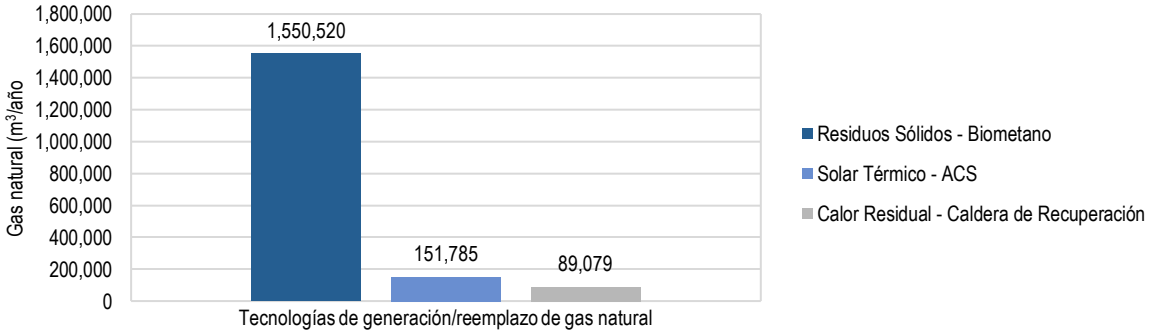
En la **Figura 36** (a) se observa la generación de energía eléctrica (en MWh/año) a partir de energía solar fotovoltaica, térmica refrigeración, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + motor y residuos sólidos microturbina. Y en el caso de energía a partir de calor residual chiller de absorción se obtiene una energía de reemplazo de energía eléctrica. Se observa que la energía solar fotovoltaico tiene un alto potencial con 11.930 MWh/año, seguido por solar térmico con sistema de refrigeración con 7.832 MWh/año, residuos sólidos con microturbinas con 4.605 MWh/año y biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + motor con 2.649 MWh/año. Por último, el reemplazo de calor residual con chiller de absorción con 277 MWh/año. Asimismo, en la **Figura 36** (b) se observa generación de gas natural por medio de residuos sólidos con biometano y energía solar térmica – ACS. De igual manera, el reemplazo de gas natural por medio de calor residual con caldera de recuperación. En esta se observa la generación por residuos sólidos con biometano tiene 1.550.520 m^3/año, seguido el sistema de ACS con 151.785 m^3/año de gas natural y por último el reemplazo de gas natural con caldera de recuperación de 89.079 m^3/año de gas natural.

En la **Figura 36** (c) se presenta la generación de frio por medio de residuos sólidos con caldera +chiller, chiller de fuego directo, microturbinas + chiller. La tecnología de caldera + chiller tiene una generación de 7.856.203 TR/año, el chiller de fuego directo 5.290.372 TR/año y las microturbinas + chiller una generación de 5.287.273 TR/año.

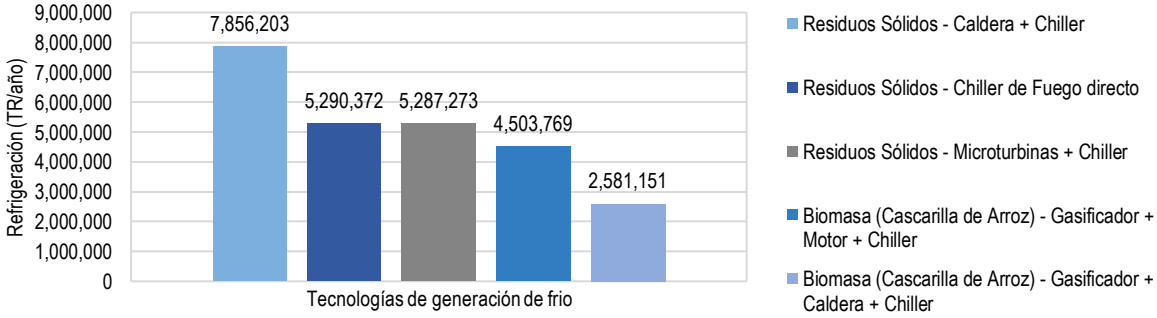
Figura 36. *Generación/reemplazo de (a) energía eléctrica, (b) gas natural y (c) refrigeración en Montería*



(a) Generación o reemplazo de energía eléctrica



(b) Generación o reemplazo de gas natural



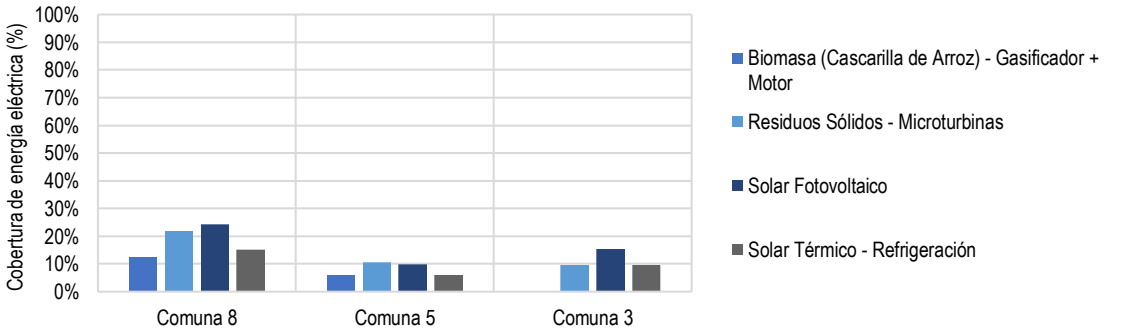
(c) Generación de frio

Fuente: Elaboración propia

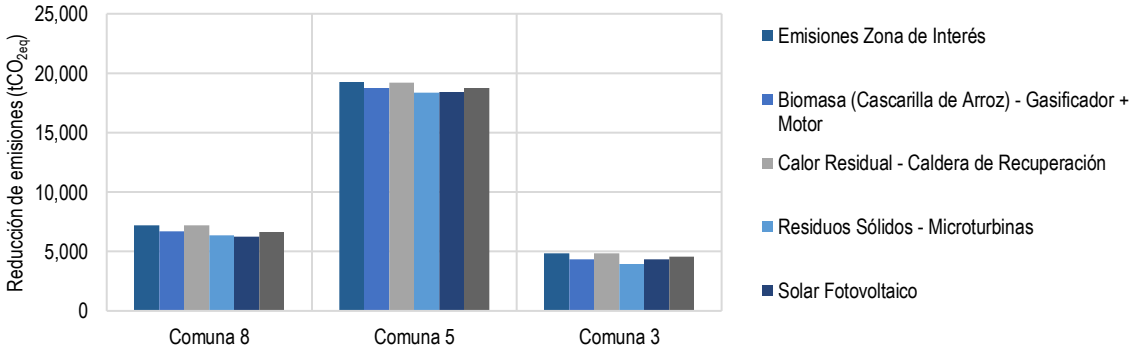
Por otro lado, se realiza el análisis de la cobertura de la demanda de los Distritos Térmicos de acuerdo con las tres zonas de interés con mayores emisiones para la evaluación de reducción de emisiones GEI mediante Distritos Térmicos (MGM Innova Energy Services & ECOLOGIC CO2CERO, 2022) y la reducción de emisiones GEI.

En la **Figura 37** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de energía eléctrica de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 37** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés. Para el sistema solar fotovoltaico, donde se tiene una cobertura mayor al 100%, se plantea un escenario de venta de energía eléctrica a la red.

Figura 37. *Cobertura de la demanda (a) y reducción de emisiones (b) por energía eléctrica Montería*



(i) Cobertura de la demanda de energía eléctrica en el distrito térmico

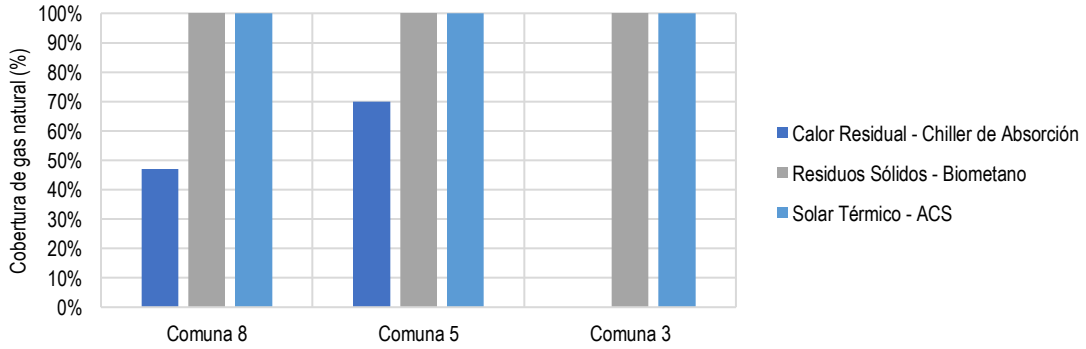


(j) Reducción de emisiones debido al uso de energía eléctrica en la zona de interés

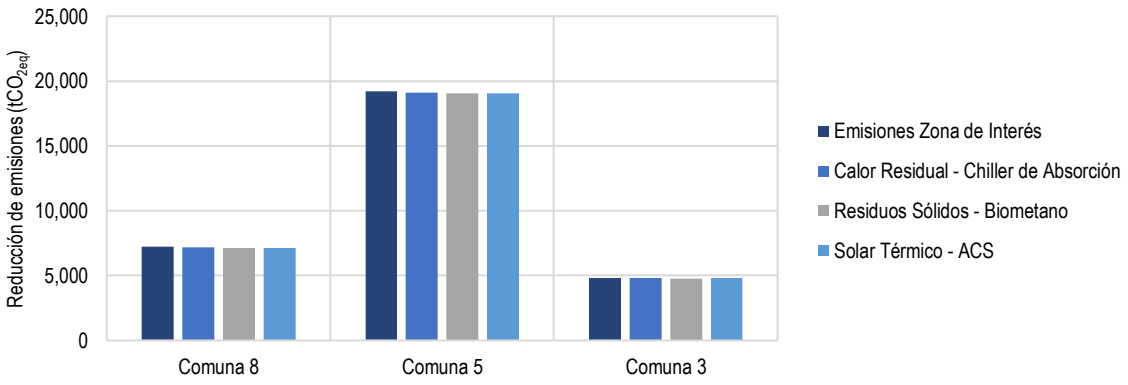
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 38** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de gas natural de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 38** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI de gas natural por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés. Cabe resaltar que, en cuanto a la disponibilidad de residuos sólidos con biometano, esta se considera que todo el caudal disponible para su uso se entrega en un 100% a la demanda de cada una de las zonas de interés, es decir, que su potencial no se fracciona para cada zona.

Figura 38. *Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por gas natural en Montería*



(i) Cobertura de la demanda de gas natural en el distrito térmico

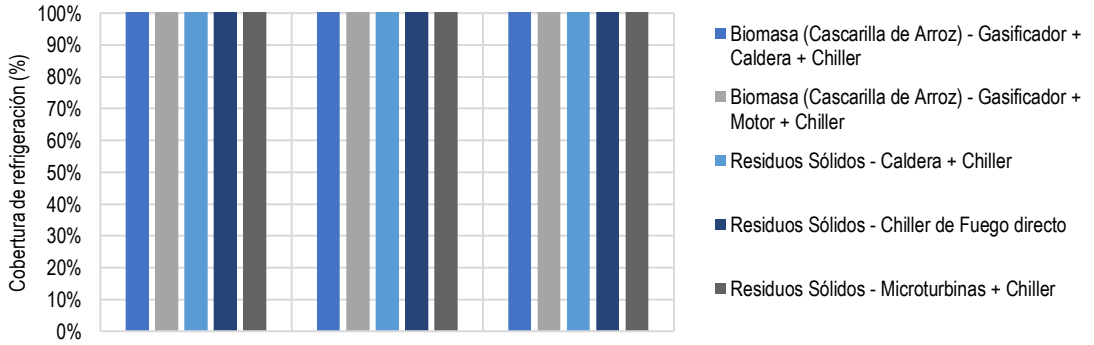


(j) Reducción de emisiones debido al uso de gas natural en la zona de interés

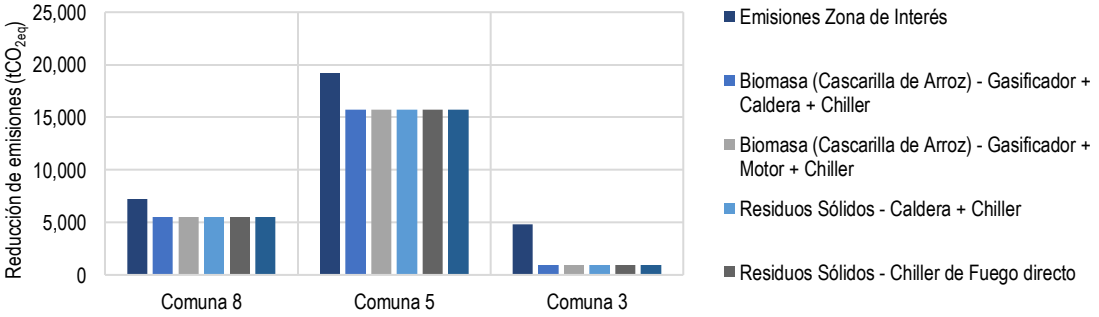
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 39** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de refrigeración de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 39** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI de refrigeración por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés.

Figura 39. *Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por refrigeración en Montería*



(i) Cobertura de la demanda de refrigeración en el distrito térmico



(j) Reducción de emisiones debido al uso de refrigeración en la zona de interés

Fuente: Elaboración propia

3.5.1 Energía Solar

El aprovechamiento de energía solar para la ciudad de Montería se analiza para sistemas fotovoltaicos, térmicos con ACS y térmicos con refrigeración. A continuación, se muestran los resultados de generación para cada uno de estos sistemas en las zonas de interés inicialmente seleccionadas. Adicionalmente, se hace la relación con la demanda del potencial distrito térmico, en zonas de interés de la ciudad de Montería y se halla el porcentaje de aportación y cantidad de emisiones de CO2 que dejara de emitir por la utilización de alguna de estas tecnologías.

- **Energía producida sistema solar fotovoltaico**

Los resultados de los tres tipos de tecnología analizados para la ciudad se muestran en las siguientes tablas. En estas tablas se muestran, las tres zonas de interés analizadas y el total de la ciudad. En la **Tabla 65** se muestra la energía producida para las zonas de interés Comuna 5, Comuna 3 y Comuna 8 de la ciudad de Montería.

***Tabla 65**. Energía producida (MWh) sistema FV en zonas de interés, Montería*

Solar Fotovoltaica	Total, ciudad	Comuna 5	Comuna 3	Comuna 8
Energía producida (MWh/año)	11.930	4.278	2.510	5.143

Fuente: Elaboración propia.

Para el sistema solar térmico de ACS, en la **Tabla 66** se muestra los m3 diarios que puede entregar el sistema a cada una de las zonas interés de la ciudad y los m3 de gas generados anuales para este tipo de tecnología en Montería.

***Tabla 66**. ACS (m^3) solar térmico, Montería*

Solar térmica ACS	Total, ciudad	Comuna 5	Comuna 3	Comuna 8
ACS diario (m^3/día)	2.113	758	445	911
ACS anual (m^3 gas/año)	3.312.457	1.187.746	696.840	1.427.871

Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 67** se muestra la tecnología solar térmico para sistemas de refrigeración, donde se pueden notar las toneladas de refrigeración máximas anuales a entregar en cada zona de interés de la ciudad de Montería y la energía eléctrica producida para este tipo de tecnología.

***Tabla 67**. Solar térmico refrigeración (toneladas refrigeración – TR), Montería*

Solar térmica refrigeración	Total, ciudad	Comuna 5	Comuna 3	Comuna 8
Toneladas de refrigeración (TR/año)	1.254	453	266	545
Energía eléctrica refrigeración (MWh/año)	7.382	2.647	1.553	3.182

Fuente: Elaboración propia.

- **Ahorros esperados anuales por sistema solar**

El ahorro esperado anual para cada uno de los sistemas solares analizados para cada zona de interés y el total de la ciudad de Montería, se muestran en la siguiente tabla.

***Tabla 68**. Ahorro esperado total Montería*

Ahorro esperado (M COP/año)	Total	Comuna 5	Comuna 3	Comuna 8
Energía solar FV	10.713	3.481	2.254	4.618
Energía solar térmica ACS	5.962	2.138	1.254	2.570
Energía solar térmica refrigeración	6.629	2.377	1.394	2.857

Fuente: Elaboración propia.

3.5.2 Biomasa y Residuos Sólidos

En la identificación de cultivos en el departamento de Córdoba se identificó la presencia de arroz y palma de aceite. Existe presencia de cultivo de arroz en 29 municipios del departamento, sin embargo, el potencial identificado se encuentra en Canalete, Cereté, Ciénaga de Oro, Cotorra, Montería, San Carlos y San Pelayo con una producción de arroz verde paddy de 22.518 t/año, que representan una cantidad de 3.603 t/año de cascarilla de arroz, la cual cuenta con un potencial energético de 52.637.563 MJ/t y que al ser gasificada puede generar hasta 2.485 MWh/año de electricidad.

Por otro lado, para el relleno sanitario Loma Grande se identificó de acuerdo con la **Tabla 69** una generación de biogás de 2.584.200 m^3/año lo cual representa un potencial total de 13.522 MWh/año. Al utilizar el potencial de biogás disponible en el relleno transformándolo en energía eléctrica e inyectándolo a la red se estima una generación eléctrica 5.679 MWh/año. En el caso de Montería no se encontraron datos de generación de biogás para los años 2020 y 2021, se destaca que a partir de los resultados hallados para 2019 el relleno Loma Grande ocupa el octavo lugar dentro de las ciudades estudiadas por su potencial.

***Tabla 69.** Generación eléctrica a partir de biogás en Montería*

Parámetro	2019
Generación de biogás (m^3/año)	2.584.200
Potencial energético (MWh/año)	13.522
Generación eléctrica (MWh/año)	5.679

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados indican que, en la ciudad de Montería, el potencial de residuos sólidos y de biomasa puede ser aprovechado a partir de diferentes rutas para la obtención de energía eléctrica, vapor y refrigeración. Para la ciudad de Montería existe la disponibilidad de cascarilla de arroz que permite la obtención de energía eléctrica 2.649 MWh_e/año ruta presentada en la **Tabla 70**. Adicionalmente, con estas biomasas se puede generar refrigeración que supera incluso los 16 millones de TR y finalmente vapor con 9.777 ton vapor/año.

***Tabla 70.** Generación eléctrica a partir de biogás en Montería*

Ruta	Producto	Cantidad	Unidades
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Motor	Energía eléctrica	2.649	MWhe/año
Residuos Sólidos - Microturbinas	Energía eléctrica	4.605	MWhe/año

Ruta	Producto	Cantidad	Unidades
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Motor + Chiller	Refrigeración	4.503.768	TR/año
Residuos Sólidos - Caldera + Chiller	Refrigeración	5.287.273	TR/año
Residuos Sólidos - Chiller de Fuego directo	Refrigeración	5.290.372	TR/año
Residuos Sólidos - Microturbinas + Chiller	Refrigeración	7.856.203	TR/año
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Caldera	Vapor	9.777	Ton vapor/año

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, si el biogás se transforma en biometano y es aprovechado en microturbinas puede obtenerse energía eléctrica, el valor estimado es de 4.605 MWh_e/año. Al evaluar el mismo potencial en otras rutas para la obtención de toneladas de refrigeración se obtienen valores de hasta 7 millones de TR/año.

3.5.3 Calor Residual

3.5.3.1 Estimación de calor residual a nivel ciudad

El mayor potencial energético de calor residual en la ciudad de Montería para el sector manufacturero se encuentra disponible en la Comuna 5 con 96.565 MWh/años provenientes de otras industrias manufactureras y la elaboración de productos alimenticios. En el segundo y tercer puesto se encuentran la Comuna 3 con 38.560 MWh/año y la Comuna 8 con 19.643 MWh/año, por su parte las Comunas 2, 6, 4, 9, 1 y 7 presentan potenciales por debajo de los135 MWh/año. En esta ciudad existe un alto potencial en media temperatura debido principalmente a la presencia de hoteles y hospitales en las zonas de interés.

El calor residual disponible en cada una de las comunas de Montería puede ser utilizado en una caldera de recuperación o en un chiller de absorción obteniendo calor útil por rango de temperatura, en este caso se asume el potencial a nivel ciudad hace referencia a calor de desecho de media temperatura con valores entre 100 y 400 ºC. El uso del chiller de absorción se traduce en un reemplazo esperado de energía eléctrica de 29.777 MWh_e/año en toda la ciudad y en el caso de la caldera de recuperación en un reemplazo esperado de gas natural de 9.428.910 m^3/año. En la **Tabla 71** se presenta la estimación de para cada tecnología en cada una de las comunas de Montería.

Tabla 71. *Reemplazo de gas natural y energía eléctrica a nivel ciudad en Montería*

División Política	Reemplazo gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWhe/año)
Comuna 5	5.868.507	18.533
Comuna 3	2.343.407	7.401
Comuna 8	1.193.733	3.770
Comuna 2	8.211	26
Comuna 6	5.473	17
Comuna 4	4.378	14
Comuna 1	2.189	7
Comuna 9	1.916	6
Comuna 7	1.095	3

Fuente: Elaboración propia

Tanto en los resultados de reemplazo de energía eléctrica y de gas natural, se obtienen los valores mayores en la comuna 5 con 18.533 MWh_e/año y 5.868.507 m^3/año respectivamente; en segundo lugar, se encuentra la comuna 3 con 7.401 MWh_e/año y 2.343.407 m^3/año, en los últimos lugares se encuentra las comunas 1, 9 y 7.

3.5.3.2 Estimación de calor residual en las zonas de interés

El potencial de calor residual en las zonas de interés para evaluación de Distritos Térmicos tiene en cuenta la oferta de calor residual por parte del sector manufacturero y comercial como las edificaciones de alojamiento y de hospitales. Los resultados indican que existe un potencial de 1.502 MWh/año de los cuales 1.411 MWh/año corresponden a calor residual de media temperatura y 92 MWh/año a baja temperatura. En este sentido, la división política Comuna 5 participa con un 70% de potencial, la Comuna 8 con el 28% restante y la Comuna 3 con 2% restante.

Para el aprovechamiento de este calor de desecho se evalúa el uso de un chiller de absorción y una caldera de recuperación permitiendo estimar el reemplazo de energía eléctrica y gas natural respectivamente. Como se observa en la **Tabla 72** los resultados indican que la Comuna 5 es la zona de interés con mayor reemplazo de energía eléctrica y gas natural con 197 MWh_e/año y 63.039 $m^{3/}$año, seguido de la Comuna 8 con 73 MWh_e/año y 24.108 m^3/año.

***Tabla 72**. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica en las zonas de interés de Montería*

Zona de interés	Reemplazo de gas natural	Reemplazo de energía eléctrica (MWh/año)
Comuna 5	63.039	197
Comuna 8	24.108	73
Comuna 3	1.933	6

Fuente: Elaboración propia

La oferta de gas natural y energía eléctrica se utiliza para evaluar la cobertura de demanda de estos energéticos y la posible reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en las zonas de interés. De acuerdo con los datos presentados en la **Tabla 73** la cobertura de energía eléctrica en todas las comunas es menor al 1% frente a reducciones de emisiones mayores al 100% en las Comunas 5 y 8 y del 51% en la comuna 3.

***Tabla 73.** Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica, gas natural y refrigeración en las zonas de interés de Montería*

Zona de interés	Energía Eléctrica	Gas Natural
	Cobertura (%)	Cobertura (%)
Comuna 3	0,0%	8%
Comuna 5	0,5%	70%
Comuna 8	0,3%	47%

Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, en cuanto a cobertura de gas natural las comunas 5 y 8 presentan coberturas del 70 y 47% respectivamente y reducción de emisiones mayores al 100%, en contraparte la comuna 3 la cobertura es del 8% y la reducción de emisiones del 79%.

3.6 CALI

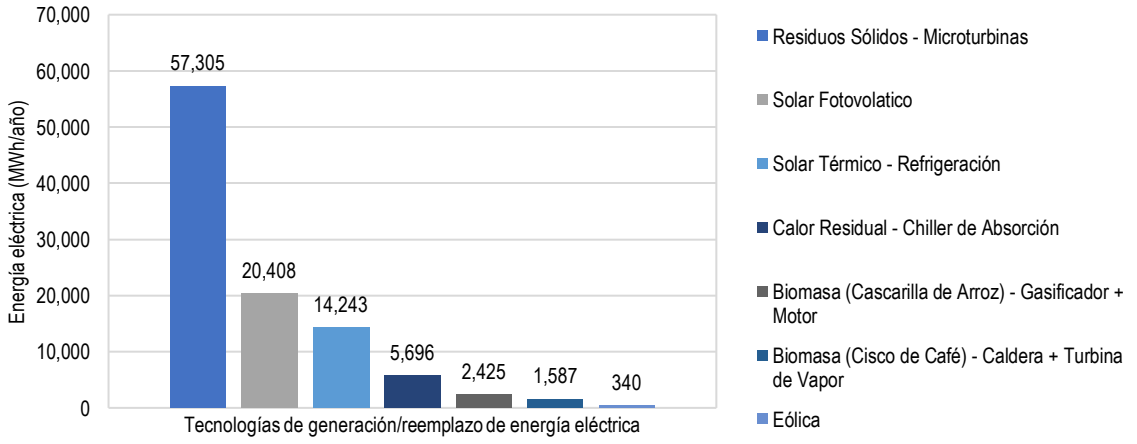
En esta sección se presenta el consolidado de los resultados a partir de la estimación de los potenciales de las energías renovables, reusables y residuales para la ciudad de Cali, los cuales se presentan a detalle en cada una de las subsecciones de cada tipo de energía.

En la **Figura 40** (a) se observa la generación de energía eléctrica (en MWh/año) a partir de energía solar fotovoltaica, térmica refrigeración, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + motor, biomasa (cisco de café) con caldera + turbina de vapor, energía eólica y residuos sólidos microturbina. Y en el caso de energía a partir de calor residual chiller de absorción se obtiene una energía de reemplazo de energía eléctrica. Se observa que la tecnología de residuos sólidos con microturbinas tiene una alta generación de energía eléctrica con 57.3055 MWh/año, seguido de energía solar fotovoltaico con 20.408 MWh/año, energía solar térmica con refrigeración de 14.243 MWh/año, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + motor con generación de 2.425 MWh/año, biomasa (cisco de café) con caldera + turbina de vapor con 1.587 MWh/año y por último generación con energía eólica de 340 MWh/año. Por otro lado, el reemplazo de energía con chiller de absorción es de 5.696 MWh/año.

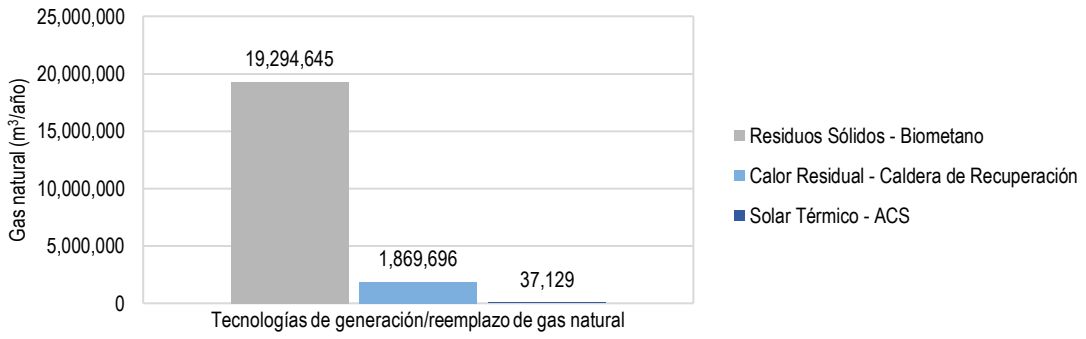
Asimismo, en la **Figura 40** (b) se observa generación de gas natural por medio de residuos sólidos con biometano y energía solar térmica – ACS. De igual manera, el reemplazo de gas natural por medio de calor residual con caldera de recuperación. En esta se observa como la tecnología de residuos sólidos por biometano tiene una generación de 19.294.645 m^3/año de gas natural, seguido por el reemplazo de gas natural por medio de caldera de recuperación de 1.896.696 m^3/año y por último el sistema térmico ACS con 37.129 m^3/año de gas natural.

En la **Figura 40** (c) se presenta la generación de frío por medio de residuos sólidos con caldera +chiller, chiller de fuego directo, microturbinas + chiller, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + motor + chiller, biomasa (cisco de café) con caldera + turbina de vapor + chiller, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + caldera + chiller y biomasa (cisco de café) con caldera + chiller. La tecnología de caldera + chiller tiene una generación de 97.762.459 TR/año, el chiller de fuego directo 65.833.305 TR/año, las microturbinas + chiller una generación de 65.794.738 TR/año, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + motor + chiller con una generación de 4.121.710 TR/año, biomasa (cisco de café) con caldera + turbina de vapor + chiller con 2.644.833 TR/año, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + caldera + chiller con 2.362.190 TR/año y biomasa (cisco de café) con caldera + chiller una generación de 1.293.639 TR/año.

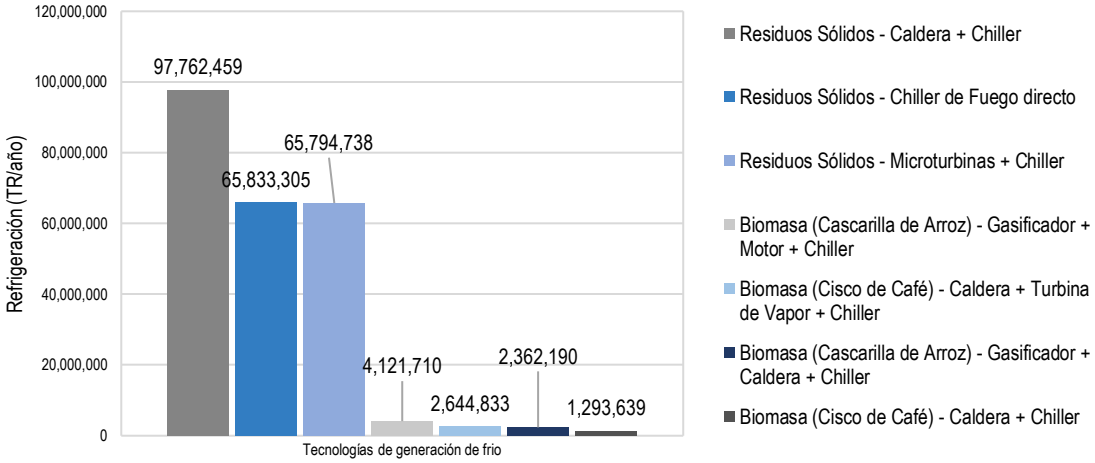
Figura 40. *Generación/reemplazo de (a) energía eléctrica, (b) gas natural y (c) refrigeración en Cali*



(a) Generación o reemplazo de energía eléctrica



(b) Generación o reemplazo de gas natural



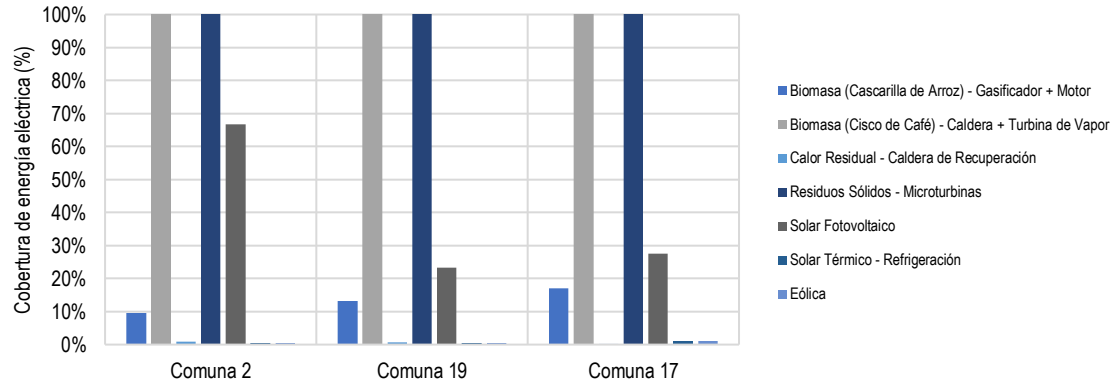
(c) Generación de frio

Fuente: Elaboración propia

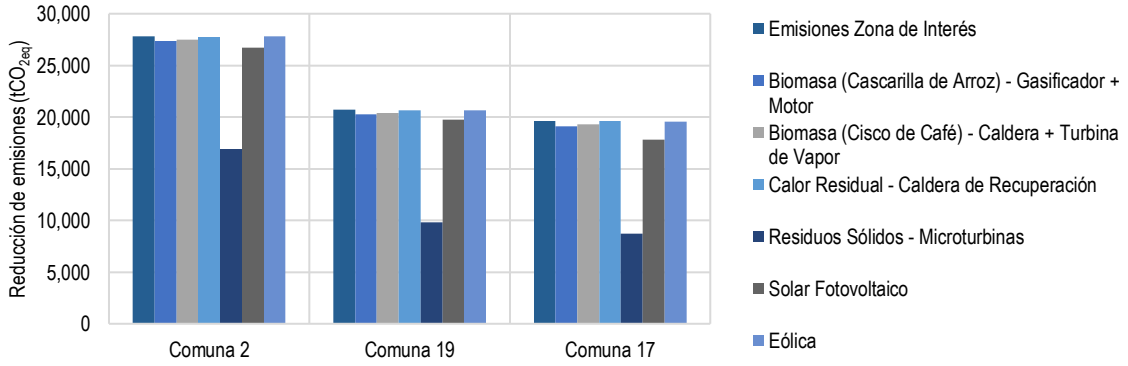
Por otro lado, se realiza el análisis de la cobertura de la demanda de los Distritos Térmicos de acuerdo con las tres zonas de interés con mayores emisiones para la evaluación de reducción de emisiones GEI mediante Distritos Térmicos.

En la **Figura 41** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de energía eléctrica de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 41** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés. Para el sistema solar fotovoltaico, donde se tiene una cobertura mayor al 100%, se plantea un escenario de venta de energía eléctrica a la red.

Figura 41. *Cobertura de la demanda (a) y reducción de emisiones (b) por energía eléctrica Cali*



(a) Cobertura de la demanda de energía eléctrica en el distrito térmico

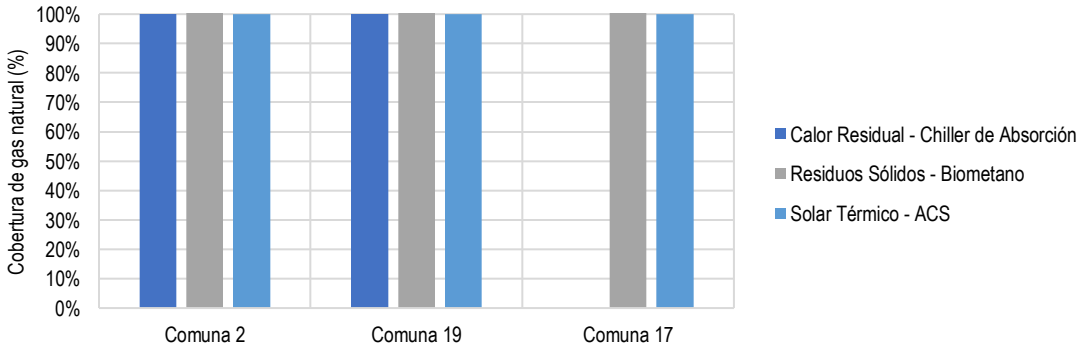


(b) Reducción de emisiones debido al uso de energía eléctrica en la zona de interés

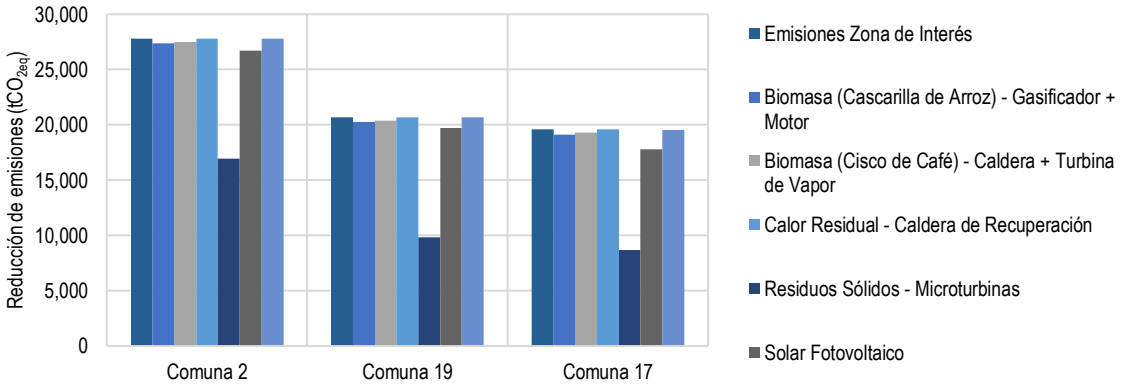
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 42** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de gas natural de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 42** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI de gas natural por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés. Cabe resaltar que, en cuanto a la disponibilidad de residuos sólidos con biometano, esta se considera que todo el caudal disponible para su uso se entrega en un 100% a la demanda de cada una de las zonas de interés, es decir, que su potencial no se fracciona para cada zona.

Figura 42. *Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por gas natural en Cali*



(a) Cobertura de la demanda de gas natural en el distrito térmico

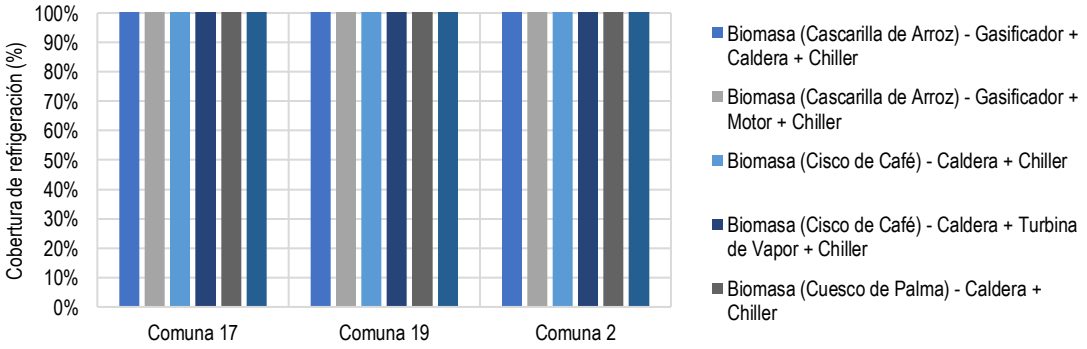


(b) Reducción de emisiones debido al uso de gas natural en la zona de interés

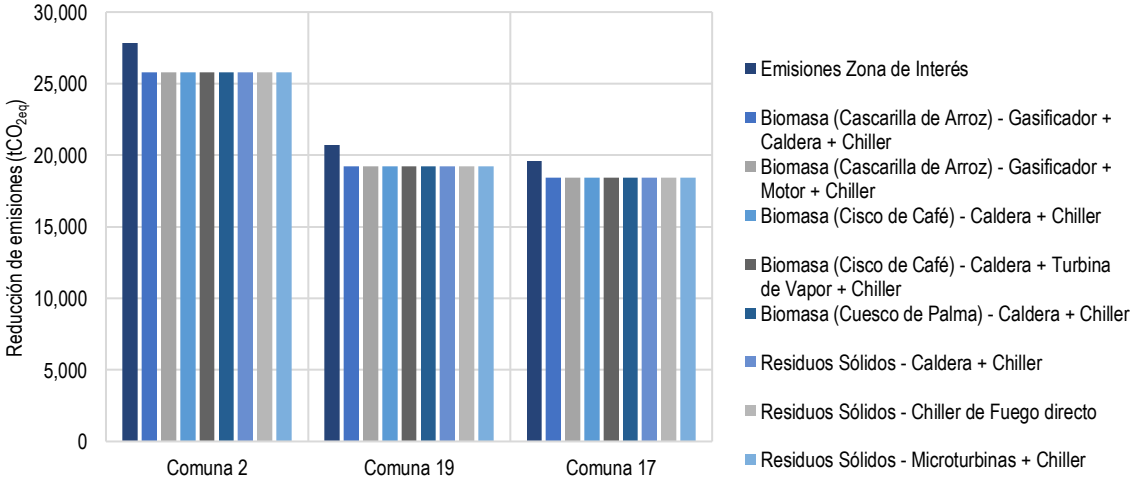
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 43** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de refrigeración de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 43** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI de refrigeración por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés.

Figura 43. *Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por refrigeración en Cali*



(a) Cobertura de la demanda de refrigeración en el distrito térmico



(b) Reducción de emisiones debido al uso de refrigeración en zona de interés

Fuente: Elaboración propia

3.6.1 Energía Eólica

La ciudad de Cali cuenta con un potencial eólico que permite ser aprovechado durante los meses de mejor velocidad de viento. Con este aprovechamiento de viento se obtiene la energía producida mensual y las horas equivalentes de funcionamiento para la ciudad comparando diferentes tecnologías de aerogeneradores del mercado. Inicialmente se estima la energía producida por cada tipo de aerogenerador, seguido se halla las horas equivalentes y factor de carga.

- **Energía producida**

Los resultados para la ciudad de Cali de energía producida por cada uno de los aerogeneradores analizados se muestran a continuación. Esta energía producida se genera para el mes de agosto, mes donde se da la mayor velocidad de viento en la ciudad. En la **Tabla 74** se muestra el aerogenerador de 1,5 MW y 2MW que son los que tienen la mayor producción de energía mensual para la ciudad.

***Tabla 74**. Energía producida por tipo de aerogenerador en Cali*

Tipo de aerogenerador	Energía producida mensual (MWh/mes)
Aerogenerador 100 kW	24
Aerogenerador 800 kW	145
Aerogenerador 1,5 MW	450
Aerogenerador 2 MW	595
Mini aerogenerador 6 kW	1
Aerogenerador vertical 4 kW	1
Aerogenerador vertical 1 kW	0,1

Fuente: Elaboración propia.

- **Horas equivalentes y factor de carga**

Las horas equivalentes para la ciudad de Cali para conocer el tipo de aerogenerador que tendrá una mayor eficiencia y mayor rendimiento durante el mes para la ciudad. El factor de carga adicionalmente, como se muestra en la **Tabla 75** hace referencia al porcentaje de horas de funcionamiento que tendría cada aerogenerador durante las horas totales del mes.

***Tabla 75**. Horas equivalentes y factor de carga en Cali*

Tipo de aerogenerador	Horas equivalentes (h/mes)	Factor de carga (%)
Aerogenerador 100 kW	272	37%
Aerogenerador 800 kW	210	29%
Aerogenerador 1,5 MW	347	48%
Aerogenerador 2 MW	344	47%
Mini aerogenerador 6 kW	204	28%
Aerogenerador vertical 4 kW	192	26%
Aerogenerador vertical 1 kW	132	18%

Fuente: Elaboración propia.

- **Producción de energía por mini aerogeneradores**

La utilización de mini aerogeneradores en los techos de las tres zonas de interés analizadas se muestra en la **Tabla 76**. Cada zona de interés se muestra la cantidad de aerogeneradores, la potencia instalada y la generación de energía por medio de los mini aerogeneradores en la ciudad de Cali.

***Tabla 76**. Potencia y generación de energía por zona de interés con mini aerogeneradores en Cali*

Zona de interés	Cantidad de aerogeneradores	Potencia instalada (MW)	Generación de energía (MWh/año)
Comuna 2	17	0,102	103
Comuna 19	13	0,078	79
Comuna 17	26	0,156	81

Fuente: Elaboración propia.

3.6.2 Energía Solar

El aprovechamiento de energía solar para la ciudad de Cali se analiza para sistemas fotovoltaicos, térmicos con ACS y térmicos con refrigeración. A continuación, se muestran los resultados de generación para cada uno de estos sistemas en las zonas de interés inicialmente seleccionadas. Adicionalmente, se hace la relación con la demanda del potencial distrito térmico, en zonas de interés de la ciudad de Cali y se halla el porcentaje de aportación y cantidad de emisiones de CO2 que dejara de emitir por la utilización de alguna de estas tecnologías.

- **Energía producida sistema solar fotovoltaico**

Los resultados de los tres tipos de tecnología analizados para la ciudad se muestran en las siguientes tablas. En estas tablas se muestran, las tres zonas de interés analizadas y el total de la ciudad. En la **Tabla 77** se muestra la energía producida para las zonas de interés Comuna 2, Comuna 17 y Comuna 19 de la ciudad de Cali.

***Tabla 77**. Energía producida (MWh/año) sistema FV en zonas de interés, Cali*

Solar Fotovoltaica	Total, ciudad	Comuna 2	Comuna 17	Comuna 19
Energía producida (MWh/año)	20.408	5.864	9.462	5.082

Fuente: Elaboración propia.

Para el sistema solar térmico de ACS, en la **Tabla 78** se muestra los m3 diarios que puede entregar el sistema a cada una de las zonas interés de la ciudad y los m3 de gas generados anuales para este tipo de tecnología en Cali.

***Tabla 78**. ACS (m^3) solar térmico, Cali*

Solar térmica ACS	Total, ciudad	Comuna 2	Comuna 17	Comuna 19
ACS diario (m^3/día)	3.631	1.043	1.683	904
ACS anual (m^3 gas/año)	6.391.359	1.836.458	2.963.392	1.591.508

Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 79** se muestra la tecnología solar térmico para sistemas de refrigeración, donde se pueden notar las toneladas de refrigeración máximas anuales a entregar en cada zona de interés de la ciudad de Cali y la energía eléctrica producida para este tipo de tecnología.

***Tabla 79**. Solar térmico refrigeración (toneladas refrigeración – TR), Cali*

Solar térmica refrigeración	Total, ciudad	Comuna 2	Comuna 17	Comuna 19
Toneladas de refrigeración (TR/año)	2.787	801	1.292	694
Energía eléctrica refrigeración (MWh/año)	14.243	4.092	6.604	3.547

Fuente: Elaboración propia.

- **Ahorros esperados anuales por sistema solar**

El ahorro esperado anual para cada uno de los sistemas solares analizados para cada zona de interés y el total de la ciudad de Cali, se muestran en la siguiente tabla.

***Tabla 80**. Ahorro esperado total Cali*

Ahorro esperado (M COP/año)	Total	Comuna 2	Comuna 17	Comuna 19
Energía solar FV	15.877	4.562	7.632	3.954
Energía solar térmica ACS	16.618	4.775	7.705	4.138
Energía solar térmica refrigeración	11.081	3.184	5.138	2.759

Fuente: Elaboración propia.

3.6.3 Biomasa y Residuos Sólidos

En el departamento del Valle del Cauca se identificó la presencia de arroz, café y caña de azúcar los municipios de Cali, Candelaria, Yumbo, Buga, Jamundí, Palmira, Vijes, La Cumbre, Pradera, Florida, El Cerrito y Dagua, los cuales se encuentran a una distancia menor a 50km de la ciudad de interés. En la **Tabla 81** se presenta la cantidad de residuo de cada uno de los cultivos presentes, así como su potencial energético y la estimación de generación de energía eléctrica a partir de la gasificación en el caso de la cascarilla y de la combustión y posterior uso en una turbina de vapor para el caso del cuesco de café; por otro lado, para el bagazo de caña no se realiza estimación de generación eléctrica ya que es un residuo ampliamente utilizado por los ingenios azucareros y diversas plantas de fabricación (CENICAÑA, 2020).

***Tabla 81.** Disponibilidad y estimación de generación eléctrica a partir de residuos en Cali*

Residuo	Cantidad de residuos (t/año)	Potencial Energético (MJ/t)	Generación Eléctrica (MWh/año)
Cascarilla de arroz	2.845	41.563.463	1.962
Cuesco de café	1.026	20.338.878	1.977
Bagazo de caña	4.230.530	33.844.240.416	Residuo no disponible

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, para el relleno sanitario El Guabal en la **Tabla 82** se presenta la identificación de la generación de biogás que corresponde a 32.157.741 m^3/año lo cual representa un potencial total de 168.265 MWh/año. Al utilizar el potencial de biogás disponible en el relleno transformándolo en energía eléctrica e inyectándolo a la red se estima una generación eléctrica 70.671 MWh/año. En el caso de Cali no se encontraron datos de generación de biogás para los años 2020 y 2021, se destaca que a partir de los resultados hallados para 2019 el relleno El Guabal ocupa el tercer lugar dentro de las ciudades estudiadas gracias a su potencial.

Tabla 82. *Generación eléctrica a partir de biogás en Cali*

Parámetro	2019
Generación de biogás (m^3/año)	32.157.741
Potencial energético (MWh/año)	168.265
Generación eléctrica (MWh/año)	70.671

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados indican que, en la ciudad de Cali, el potencial de residuos sólidos y de biomasa puede ser aprovechado a partir de diferentes rutas para la obtención de energía eléctrica, vapor y refrigeración. Para la ciudad de Cali existe la disponibilidad de cascarilla de arroz y cisco de café que permiten la obtención de energía eléctrica de 2.424, 1.586 MWh_e/año respectivamente con las rutas presentadas en la **Tabla 83**. Adicionalmente, con estas biomasas se puede generar refrigeración que supera incluso los 4millones de TR y finalmente vapor con 8.947 ton vapor/año.

Tabla 83. *Generación eléctrica a partir de biomasa y biogás en Cali*

Ruta	Producto	Cantidad	Unidades
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Motor	Energía eléctrica	2.424	MWhe/año
Biomasa (Cisco de Café) - Caldera + Turbina de Vapor	Energía eléctrica	1.586	MWhe/año
Residuos Sólidos - Microturbinas	Energía eléctrica	57.305	MWhe/año
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Caldera + Chiller	Refrigeración	1.293.639	TR/año
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Motor + Chiller	Refrigeración	4.121.710	TR/año
Biomasa (Cisco de Café) - Caldera + Chiller	Refrigeración	1.293.639	TR/año
Biomasa (Cisco de Café) - Caldera + Turbina de Vapor + Chiller	Refrigeración	2.644.833	TR/año
Residuos Sólidos - Caldera + Chiller	Refrigeración	65.794.738	TR/año
Residuos Sólidos - Chiller de Fuego directo	Refrigeración	65.833.305	TR/año
Residuos Sólidos - Microturbinas + Chiller	Refrigeración	97.762.458	TR/año
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Caldera	Vapor	8.947	Ton vapor/año

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, si el biogás se transforma en biometano y es aprovechado en microturbinas puede obtenerse energía eléctrica, el valor estimado es de 57.305 MWh_e/año. Al evaluar el mismo potencial en otras rutas para la obtención de toneladas de refrigeración se obtienen valores de hasta 97 millones de TR/año.

3.6.4 Calor Residual

3.6.4.1 Estimación de calor residual a nivel ciudad

El mayor potencial energético de calor residual en la ciudad de Cali para el sector manufacturero se encuentra disponible en la Comuna 11 con 9.815 MWh/año proveniente principalmente de las actividades de fabricación de papel, cartón y productos de papel y cartón, elaboración de productos alimenticios y fabricación de otros productos minerales no metálicos. En el segundo y tercer puesto se encuentran la Comuna 1 con 8.199 MWh/año y la Comuna 2 con 8.003 MWh/año, por su parte las Comunas 4, 15, 6, 5 y 17 presentan potenciales por debajo de los 1.706 MWh/año.

El calor residual disponible en cada una de las comunas de Cali puede ser utilizado en una caldera de recuperación o en un chiller de absorción obteniendo calor útil por rango de temperatura, en este caso se asume el potencial a nivel ciudad hace referencia a calor de desecho de media temperatura con valores entre 100 y 400 ºC. El uso del chiller de absorción se traduce en un reemplazo esperado de energía eléctrica de 14.883 MWh_e/año en toda la ciudad y en el caso de la caldera de recuperación en un reemplazo esperado de gas natural de 4.712.580 m^3/año. En la **Tabla 84** se presenta la estimación de para cada tecnología en cada una de las comunas de Cali.

Tabla 84. *Reemplazo de gas natural y energía eléctrica a nivel ciudad en Cali*

División Política	Reemplazo gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWhe/año)
Comuna 11	596.459	1.884
Comuna 1	498.299	1.574
Comuna 2	486.356	1.536
Comuna 8	486.035	1.535
Comuna 10	451.890	1.427
Comuna 12	244.757	773
Comuna 16	244.580	772
Comuna 9	229.186	724
Comuna 13	219.261	692
Comuna 3	194.416	614
Comuna 7	188.365	595
Comuna 14	185.584	586
Comuna 19	150.183	474
Comuna 18	135.345	427
Comuna 4	103.664	327
Comuna 15	100.207	316
Comuna 6	81.458	257
Comuna 5	66.342	210
Comuna 17	50.194	159

Fuente: Elaboración propia

Tanto en los resultados de reemplazo de gas natural y energía eléctrica, se obtienen los valores mayores en la comuna 11 con 596.459 m^3/año y 1.884 MWh_e/año respectivamente; en segundo lugar, se encuentra la comuna 1 con 498.299 m^3/año y 1.574 MWh_e/año, en los últimos lugares se encuentran las comunas 6, 5 y 17.

3.6.4.2 Estimación de calor residual en las zonas de interés

El potencial de calor residual en las zonas de interés para evaluación de Distritos Térmicos tiene en cuenta la oferta de calor residual por parte del sector manufacturero y comercial como las edificaciones de alojamiento y de hospitales. Para el aprovechamiento de este calor de desecho se evalúa el uso de un chiller de absorción y una caldera de recuperación permitiendo estimar el reemplazo de energía eléctrica y gas natural respectivamente. Como se observa en la **Tabla 85** los resultados indican que la Comuna 3 es la zona de interés con mayor reemplazo de energía eléctrica y gas natural con 5.322 MWh_e/año y 1.747.282 m^3/año, seguido de la Comuna 2 con 234 MWh_e/año y 77.638 m^3/año.

Tabla 85. *Reemplazo de gas natural y energía eléctrica en las zonas de interés de Cali*

Zona de interés	Reemplazo de gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWh/año)
Comuna 3	1.747.282	5.322
Comuna 2	77.638	234
Comuna 19	37.824	117
Comuna 17	6.952	22

Fuente: Elaboración propia

La oferta de gas natural y energía eléctrica se utiliza para evaluar la cobertura de demanda de estos energéticos y la posible reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en las zonas de interés. De acuerdo con los datos presentados en la **Tabla 86** la cobertura de energía eléctrica en todas las comunas es menor 12%, mientras que la cobertura de gas natural no es totalmente cubierta únicamente en la Comuna 17.

Tabla 86. *Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica, gas natural y refrigeración en las zonas de interés de Cali*

Zona de interés	Energía Eléctrica	Gas Natural
	Cobertura (%)	Cobertura (%)
Comuna 3	11,2%	>100%
Comuna 2	0,9%	>100%
Comuna 19	0,6%	>100%
Comuna 17	0,2%	82%

Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, en cuanto a reducción de emisiones solo la comuna 17 cuenta con valores menores al 100%, para energía eléctrica es del 45% y para gas natural del 70%.

3.7 BUCARAMANGA

En esta sección se presenta el consolidado de los resultados a partir de la estimación de los potenciales de las energías renovables, reusables y residuales para la ciudad de Bucaramanga, los cuales se presentan a detalle en cada una de las subsecciones de cada tipo de energía.

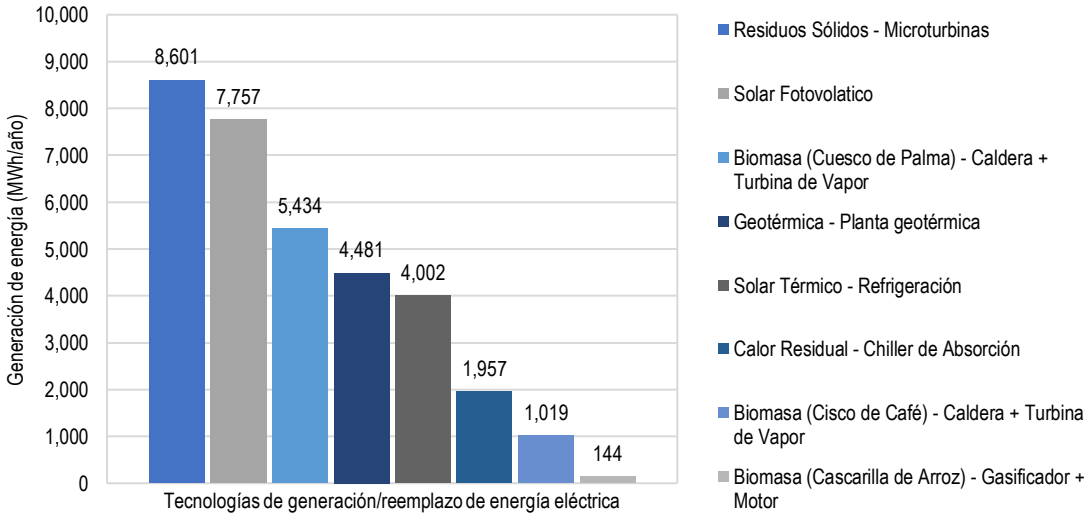
En la **Figura 44** (a) se observa la generación de energía eléctrica (en MWh/año) a partir de energía solar fotovoltaica, térmica refrigeración, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + motor, biomasa (cisco de café) con caldera + turbina de vapor, energía eólica y residuos sólidos microturbina. Y en el caso de energía a partir de calor residual chiller de absorción se obtiene una energía de reemplazo de energía eléctrica. Se observa que la tecnología de residuos sólidos con microturbinas tiene una alta generación de energía eléctrica con 57.3055 MWh/año, seguido de energía solar fotovoltaico con 20.408 MWh/año, energía solar térmica con

refrigeración de 14.243 MWh/año, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + motor con generación de 2.425 MWh/año, biomasa (cisco de café) con caldera + turbina de vapor con 1.587 MWh/año y por último generación con energía eólica de 10 MWh/año. Por otro lado, el reemplazo de energía con chiller de absorción es de 5.696 MWh/año.

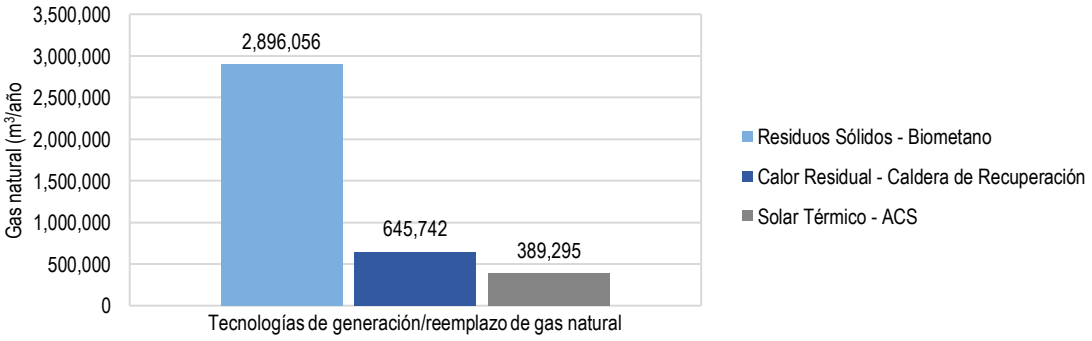
Asimismo, en la **Figura 44** (b) se observa generación de gas natural por medio de residuos sólidos con biometano y energía solar térmica – ACS. De igual manera, el reemplazo de gas natural por medio de calor residual con caldera de recuperación. En esta se observa como la tecnología de residuos sólidos por biometano tiene una generación de 19.294.645 m^3/año de gas natural, seguido por el reemplazo de gas natural por medio de caldera de recuperación de 1.896.696 m^3/año y por último el sistema térmico ACS con 37.129 m^3/año de gas natural.

En la **Figura 44** (c) se presenta la generación de frío por medio de la tecnología de caldera + chiller con una generación de 97.762.459 TR/año, chiller de fuego directo 65.833.305 TR/año, las microturbinas + chiller una generación de 65.794.738 TR/año, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + motor + chiller con una generación de 4.121.710 TR/año, biomasa (cisco de café) con caldera + turbina de vapor + chiller con 2.644.833 TR/año, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + caldera + chiller con 2.362.190 TR/año y biomasa (cisco de café) con caldera + chiller una generación de 1.293.639 TR/año.

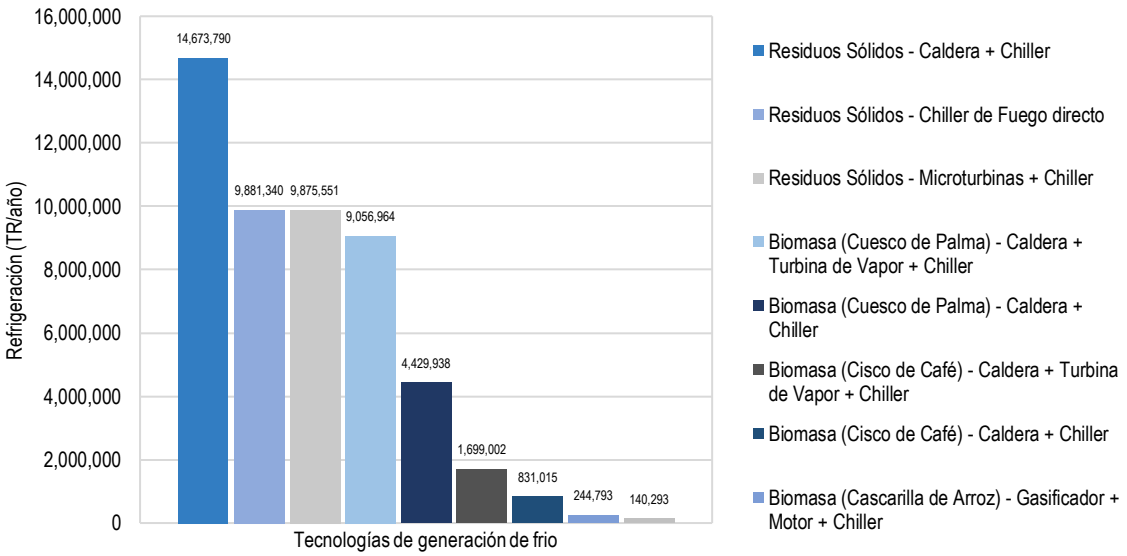
Figura 44. *Generación/reemplazo de (a) energía eléctrica, (b) gas natural y (c) refrigeración en Bucaramanga*



(a) Generación o reemplazo de energía eléctrica



(b) Generación o reemplazo de gas natural



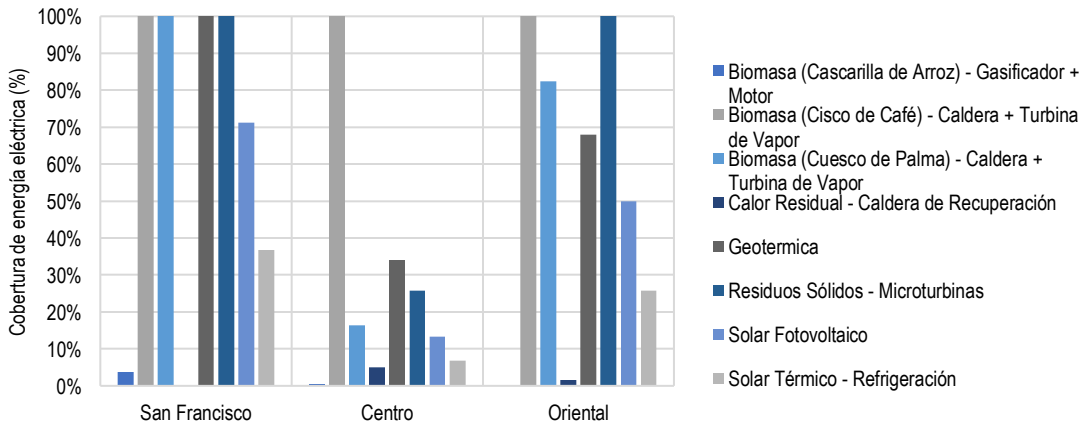
(c) Generación de frio

Fuente: Elaboración propia

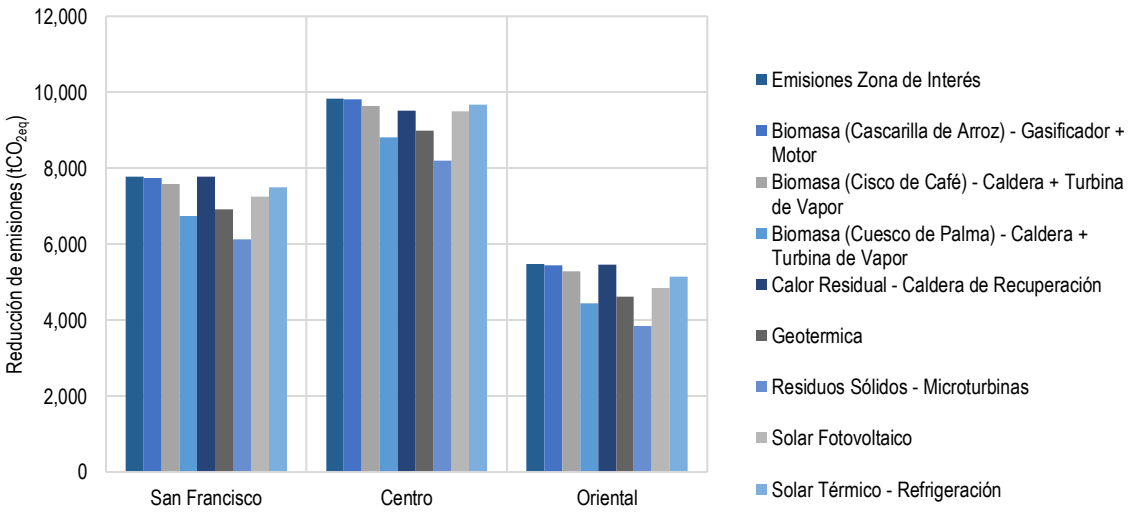
Por otro lado, se realiza el análisis de la cobertura de la demanda de los Distritos Térmicos de acuerdo con las tres zonas de interés con mayores emisiones para la evaluación de reducción de emisiones GEI mediante Distritos Térmicos.

En la **Figura 45** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de energía eléctrica de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 45** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés. Para el sistema solar fotovoltaico, donde se tiene una cobertura mayor al 100%, se plantea un escenario de venta de energía eléctrica a la red.

Figura 45. *Cobertura de la demanda (a) y reducción de emisiones (b) por energía eléctrica Bucaramanga*



(c) Cobertura de la demanda de energía eléctrica en el distrito térmico

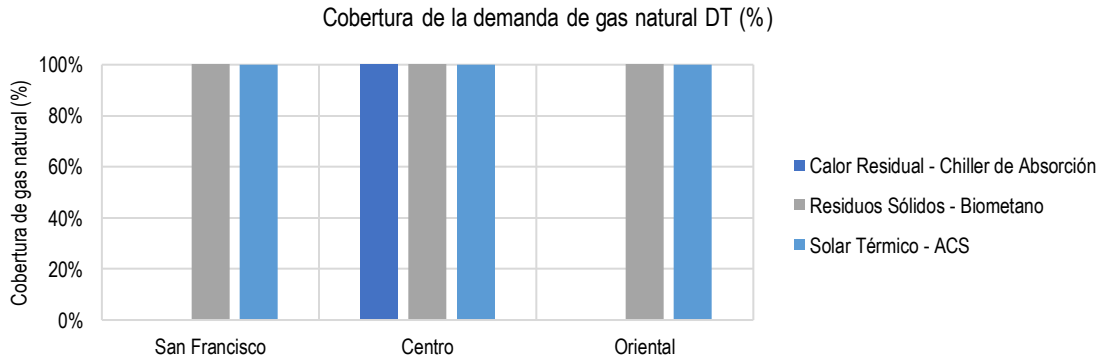


(d) Reducción de emisiones debido al uso de energía eléctrica en la zona de interés

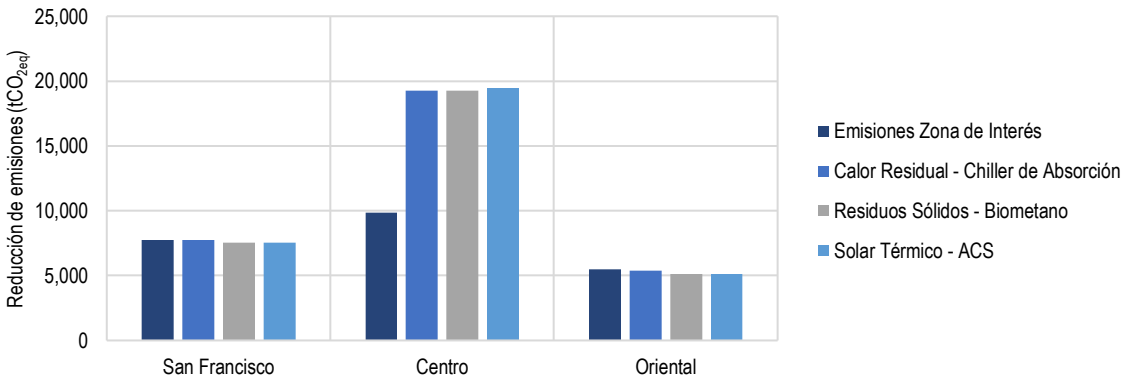
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 46** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de gas natural de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 46** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI de gas natural por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés. Cabe resaltar que, en cuanto a la disponibilidad de residuos sólidos con biometano, esta se considera que todo el caudal disponible para su uso se entrega en un 100% a la demanda de cada una de las zonas de interés, es decir, que su potencial no se fracciona para cada zona.

Figura 46. *Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por gas natural en Bucaramanga*



(c) Cobertura de la demanda de gas natural en el distrito térmico

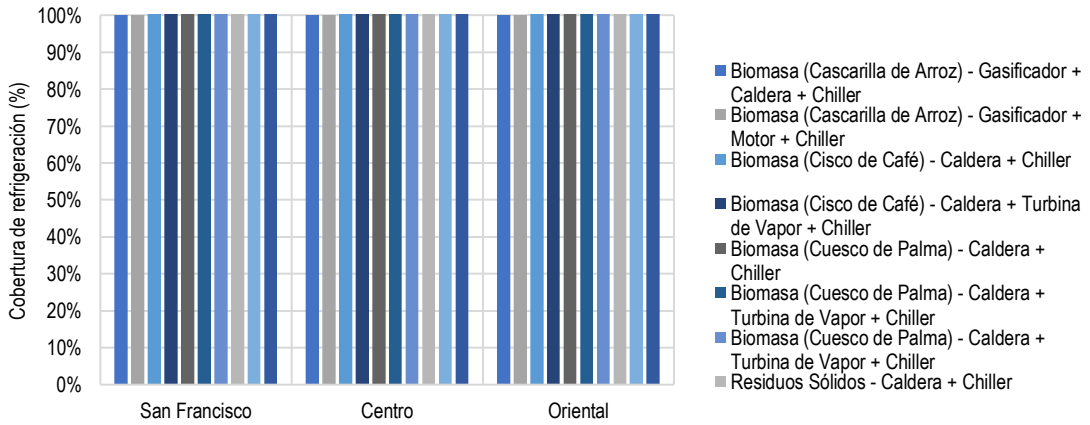


(d) Reducción de emisiones debido al uso de gas natural en la zona de interés

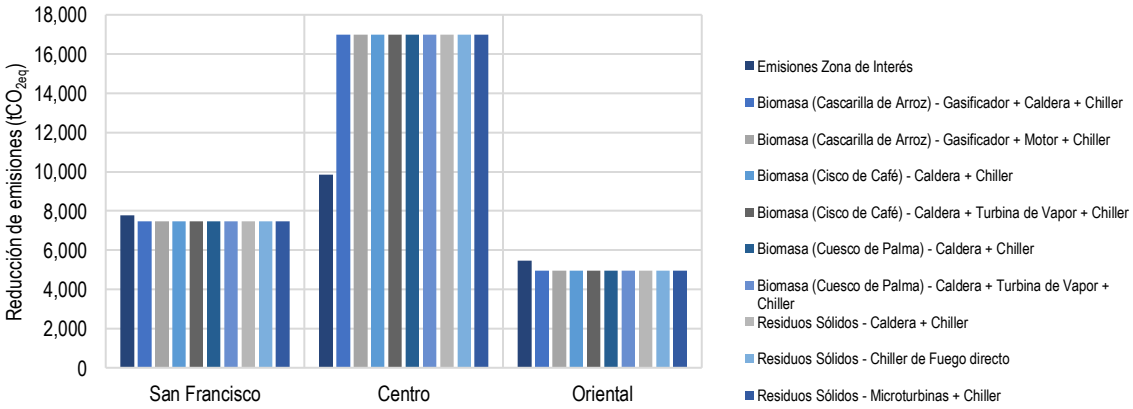
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 47** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de refrigeración de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 47** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI de refrigeración por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés.

Figura 47. *Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por refrigeración en Bucaramanga*



(c) Cobertura de la demanda de refrigeración en el distrito térmico



(d) Reducción de emisiones debido al uso de refrigeración en zona de interés

Fuente: Elaboración propia

3.7.1 Energía Solar

El aprovechamiento de energía solar para la ciudad de Bucaramanga se analiza para sistemas fotovoltaicos, térmicos con ACS y térmicos con refrigeración. A continuación, se muestran los resultados de generación para cada uno de estos sistemas en las zonas de interés inicialmente seleccionadas. Adicionalmente, se hace la relación con la demanda del potencial distrito térmico, en zonas de interés de la ciudad de Bucaramanga y se halla el porcentaje de aportación y cantidad de emisiones de CO2 que dejara de emitir por la utilización de alguna de estas tecnologías.

- **Energía producida sistema solar fotovoltaico**

Los resultados de los tres tipos de tecnología analizados para la ciudad se muestran en las siguientes tablas. En estas tablas se muestran, las tres zonas de interés analizadas y el total de la ciudad. En la **Tabla 87** se muestra la energía producida para las zonas de interés San Francisco, Centro y Oriental de la ciudad de Bucaramanga.

***Tabla 87**. Energía producida (MWh/año) sistema FV en zonas de interés, Bucaramanga*

Solar Fotovoltaica	Total, ciudad	San Francisco	Centro	Oriental
Energía producida (MWh/año)	7.757	2.694	1.772	3.291

Fuente: Elaboración propia.

Para el sistema solar térmico de ACS, en la **Tabla 88** se muestra los m3 diarios que puede entregar el sistema a cada una de las zonas interés de la ciudad y los m3 de gas generados anuales para este tipo de tecnología en Bucaramanga.

***Tabla 88**. ACS (m^3) solar térmico, Bucaramanga*

Solar térmica ACS	Total, ciudad	San Francisco	Centro	Oriental
ACS diario (m^3/día)	955	332	218	405
ACS anual (m^3 gas/año)	1.795.956	623.698	410.358	761.899

Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 89**se muestra la tecnología solar térmico para sistemas de refrigeración, donde se pueden notar las toneladas de refrigeración máximas anuales a entregar en cada zona de interés de la ciudad de Bucaramanga y la energía eléctrica producida para este tipo de tecnología.

***Tabla 89**. Solar térmico refrigeración (toneladas refrigeración – TR), Bucaramanga*

Solar térmica refrigeración	Total, ciudad	San Francisco	Centro	Oriental
Toneladas de refrigeración (TR/año)	731	254	167	310
Energía eléctrica refrigeración (MWh/año)	4.002	1.390	914	1.698

Fuente: Elaboración propia.

- **Ahorros esperados anuales por sistema solar**

El ahorro esperado anual para cada uno de los sistemas solares analizados para cada zona de interés y el total de la ciudad de Bucaramanga, se muestran en la siguiente tabla.

***Tabla 90**. Ahorro esperado total Bucaramanga*

Ahorro esperado (M COP/año)	Total	San Francisco	Centro	Oriental
Energía solar FV	6.710	2.330	1.533	2.846
Energía solar térmica ACS	3.592	1.247	821	1.524
Energía solar térmica refrigeración	3.462	1.202	791	1.469

Fuente: Elaboración propia.

3.7.2 Biomasa y Residuos Sólidos

En el departamento de Santander se identificó la presencia de los cultivos de arroz, café y palma de aceite en los muncipios de Bucaramanga, Floridablanca, Charta, Rionegro, Girón, Lebrija, Tona, Matanza, Suratá, El Playón y Piedecuesta, los cuales se encuentran a una distancia menor a 50km de la ciudad de interés. En la **Tabla 91** se presenta la cantidad de residuo de cada uno de los cultivos presentes, así como su potencial energético y la estimación de generación de energía eléctrica a partir de la gasificación en el caso de la cascarilla y de la combustión y posterior uso en una turbina de vapor para el caso del cisco de café y el cuesco de palma.

***Tabla 91.** Disponibilidad y estimación de generación eléctrica a partir de residuos en Bucaramanga*

Residuo	Cantidad de residuos (t/año)	Potencial Energético (MJ/t)	Generación Eléctrica (MWh/año)
Cascarilla de arroz	169	2.468.506	117
Cisco de café	835	16.562.379	1.610
Cuesco de palma	3.311	69.868.008	6.793

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a residuos sólidos, el potencial energético de biogás en el relleno sanitario El Carrasco en Bucaramanga ocupó de acuerdo con los datos hallados, el séptimo lugar entre las diez ciudades en estudio en 2019. Como se observa en la **Figura 48** el potencial energético del biogás aumentó de 25.256 MWh/año en 2019 a 48.541 MWh/año en 2020, posteriormente disminuyó a 38.915 MWh/año.

Los resultados indican que, en la ciudad de Bucaramanga, el potencial de residuos sólidos y de biomasa puede ser aprovechado a partir de diferentes rutas para la obtención de energía eléctrica, vapor y refrigeración. Para la ciudad de Bucaramanga existe la disponibilidad de cascarilla de arroz, cisco de café y cuesco de palma que permiten la obtención de energía eléctrica de 144, 1.019 y 5.434 MWhe/año respectivamente con las rutas presentadas en la **Tabla 92**. Adicionalmente, con estas biomasas se puede generar refrigeración que supera incluso los 9millones de TR y finalmente vapor con 531 ton vapor/año.

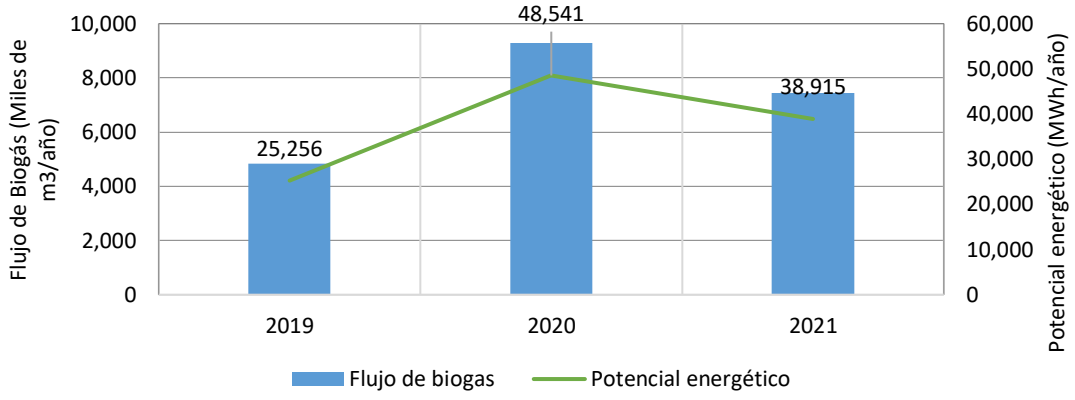
Tabla 92. *Rutas de aprovechamiento para el biogás en la ciudad de Bucaramanga*

Ruta	Producto	Cantidad	Unidades
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Motor	Energía eléctrica	144	MWhe/año
Biomasa (Cisco de Café) - Caldera + Turbina de Vapor	Energía eléctrica	1.019	MWhe/año
Biomasa (Cuesco de Palma) - Caldera + Turbina de Vapor	Energía eléctrica	5.434	MWhe/año
Residuos Sólidos - Microturbinas	Energía eléctrica	8.601	MWhe/año
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Caldera + Chiller	Refrigeración	831.014	TR/año
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Motor + Chiller	Refrigeración	244.793	TR/año
Biomasa (Cisco de Café) - Caldera + Chiller	Refrigeración	831.014	TR/año
Biomasa (Cisco de Café) - Caldera + Turbina de Vapor + Chiller	Refrigeración	1.699.001	TR/año
Biomasa (Cuesco de Palma) - Caldera + Chiller	Refrigeración	4.429.937	TR/año
Biomasa (Cuesco de Palma) - Caldera + Turbina de Vapor + Chiller	Refrigeración	9.056.964	TR/año
Residuos Sólidos - Caldera + Chiller	Refrigeración	9.875.550	TR/año
Residuos Sólidos - Chiller de Fuego directo	Refrigeración	9.881.339	TR/año
Residuos Sólidos - Microturbinas + Chiller	Refrigeración	14.673.789	TR/año
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Caldera	Vapor	531	Ton vapor/año

Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, si el biogás se transforma en biometano y es aprovechado en microturbinas puede obtenerse energía eléctrica, el valor estimado es de 8.601 MWhe/año. Al evaluar el mismo potencial en otras rutas para la obtención de toneladas de refrigeración se obtienen valores de hasta 14 millones de TR/año.

Figura 48. *Flujo y potencial energético de biogás en el relleno sanitario El Carrasco en Bucaramanga*



Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la **Tabla 93** al utilizar el potencial de biogás disponible en el relleno transformándolo en energía eléctrica e inyectándolo a la red se estima una generación eléctrica 10.608 MWh/año en 2019, 20.387 MWh/año en 2020 y 16.344 MWh/año en 2021.

Tabla 93. *Generación eléctrica a partir de biogás en Bucaramanga*

Parámetro	2019	2020	2021
Generación eléctrica (MWh/año)	10.608	20.387	16.344

Fuente: Elaboración propia.

3.7.3 Calor Residual

3.7.3.1 Estimación de calor residual a nivel ciudad

El mayor potencial energético de calor residual se encuentra disponible en la Comuna 3 conocida como San Francisco con $2.463\ \mathrm{MWh/año}$ provenientes principalmente de las actividades de elaboración de productos alimenticios, otras industrias manufactureras y coquización, fabricación de productos de la refinación del petróleo y actividad de mezcla de combustibles. Seguidamente se encuentran las comunas 15 (Centro), 12 (Cabecera), 13 (Oriental) y 6 (La Concordia) con $2.142, 1.850, 1641\ \mathrm{y}\ 1.505\ \mathrm{MWh/año}$. Por otro lado, las comunas 16, 8, 2 y 4 presentan potenciales menores a los $215\ \mathrm{MWh/año}$.

El calor residual disponible en cada una de las comunas de Bucaramanga puede ser utilizado en una caldera de recuperación o en un chiller de absorción obteniendo calor útil por rango de temperatura, en este caso se asume el potencial a nivel ciudad hace referencia a calor de desecho de media temperatura con valores entre 100 y 400 ºC. El uso del chiller de absorción se traduce en un reemplazo esperado de energía eléctrica de 2.726 MWh_e/año en toda la ciudad y en el caso de la caldera de recuperación en un reemplazo esperado de gas natural de 863.201 m^3/año. En la **Tabla 94** se presenta la estimación de para cada tecnología en cada una de las comunas de Bucaramanga.

Tabla 94. *Reemplazo de gas natural y energía eléctrica a nivel ciudad en Bucaramanga*

División Política	Reemplazo gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWhe/año)
Comuna 3 San Francisco	149.710	473
Comuna 15 Centro	130.197	411
Comuna 12 Cabecera	112.436	355
Comuna 13 Oriental	99.746	315
Comuna 6 La Concordia	91.470	289
Comuna 4 Occidental	62.125	196
Comuna 10 Provenza	55.228	174
Comuna 5 García Rovira	37.252	118
Comuna 11 Sur	21.414	68
Comuna 1 Norte	20.623	65
Comuna 17 Mutis	20.337	64
Comuna 7 La Ciudadela	18.713	59
Comuna 9 La Pedregosa	13.085	41
Comuna 16 Lagos del Cacique	11.984	38
Comuna 8 Sur Occidente	8.701	27
Comuna 2 Nororiental	7.987	25

División Política	Reemplazo gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWhe/año)
Comuna 14 Morrorrico	2.194	7

Fuente: Elaboración propia

Tanto en los resultados de reemplazo de energía eléctrica y de gas natural, se obtienen los valores mayores en Comuna 3 San Francisco con 473 MWh_e/año y 149.710 m^3/año respectivamente; en segundo lugar, se encuentra la Comuna 15 Centro con 411 MWh_e/año y 130.197 m^3/año, en los últimos lugares se encuentran las comunas 8, 2 y 14.

3.7.3.2 Estimación de calor residual en las zonas de interés

El potencial de calor residual en las zonas de interés para evaluación de Distritos Térmicos tiene en cuenta la oferta de calor residual por parte del sector manufacturero y comercial como las edificaciones de alojamiento y de hospitales. Los resultados indican que existe un potencial de 8.470 MWh/año de los cuales 5.344 MWh/año corresponden a calor residual de alta temperatura, 2.714 MWh/año de media temperatura y 412 MWh/año de baja temperatura. En este sentido, la división política Comuna Centro participa con un 74% de potencial, la Comuna Orienta y La Concordia con 13% cada una.

Para el aprovechamiento de este calor de desecho se evalúa el uso de un chiller de absorción y una caldera de recuperación permitiendo estimar el reemplazo de energía eléctrica y gas natural respectivamente. Como se observa en la **Tabla 95** los resultados indican que la Comuna Centro es la zona de interés con mayor reemplazo de energía eléctrica y gas natural con 1.657 MWh_e/año y 548.716m^3/año, seguido de la Comuna 2 con 106 MWh_e/año y 33.521 m^3/año.

***Tabla 95**. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica en las zonas de interés de Bucaramanga*

Zona de interés	Reemplazo de gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWh/año)
Centro	548.716	1.657
Oriental	33.521	106
La Concordia	63.505	194

Fuente: Elaboración propia

La oferta de gas natural y energía eléctrica se utiliza para evaluar la cobertura de demanda de estos energéticos y la posible reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en las zonas de interés. De acuerdo con los datos presentados en la **Tabla 96** la cobertura de energía eléctrica en todas las comunas es menor al 5% frente a reducciones de emisiones mayores al 100% para energía eléctrica.

***Tabla 96.** Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica, gas natural y refrigeración en las zonas de interés de Montería*

Zona de interés	Energía Eléctrica	Gas Natural
	Cobertura (%)	Cobertura (%)
Centro	5,0%	>100%
Oriental	1,6%	20%
La Concordia	3,8%	26%

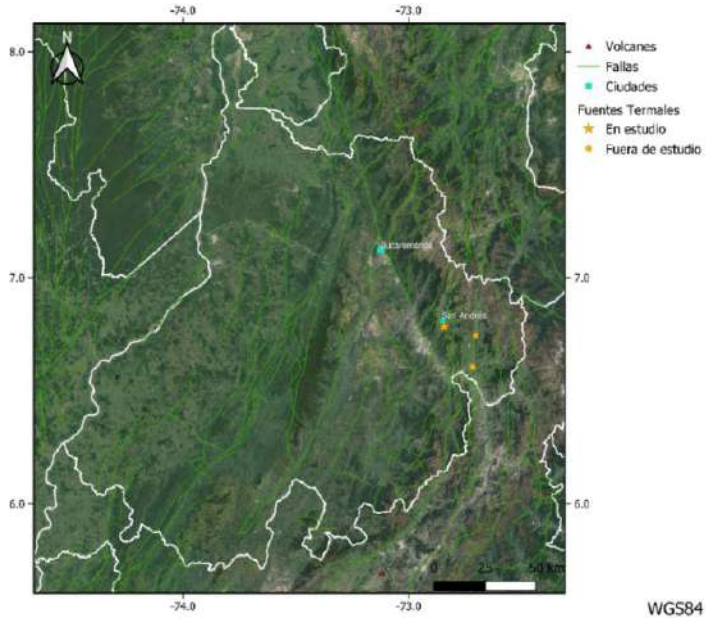
Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, en cuanto a cobertura de gas natural solo la comuna Centro contaría con una cobertura mayor al 100%, mientras Oriental y La Concordia con 20% y 26% respectivamente. En cuanto a reducción de emisiones tanto en energía eléctrica como en gas natural se reduce el 100% de las emisiones.

3.7.4 Geotérmica

En el departamento de Santander se contabilizan tres fuentes de las cuales una, las Aguas de Vichy (B-1) cumple con las condiciones de proximidad impuestas a la ciudad de Bucaramanga. En la **Figura 49** se presenta la ubicación geográfica de los reservorios analizados.

Figura 49. *Ubicación de fuentes hidrotermales en el departamento de Santander.*



Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con el análisis volumétrico considerando una temperatura anual media mínima es de 21°C y la máxima de 25°C de la ciudad, en la se presentan los reservorios con potencia de generación eléctrica.

Tabla 97. *Estimación potencia generación eléctrica (MW) de los reservorios cercanos a la ciudad de Bucaramanga.*

Código Reservorio	Fuente Hidrotermal	Distancia a la ciudad (km)	Temp esperada (°C)	Uso Propuesto	Potencia generación energía eléctrica (MW_e)	Energía Eléctrica (MWh_e/año)
B-1	Aguas de Vichy	49	103	Generación eléctrica	0,55	4.481

Fuente: Elaboración propia.

Por su parte, la temperatura del recurso geotérmico proporciona un indicativo del tipo de tecnología por utilizar, en relación con las agrupaciones seleccionadas para generación eléctrica. Como regla general se considera que: si la temperatura esperada del recurso es menor de 160°C, se propone su aprovechamiento a través de un ciclo orgánico Rankine.

Cabe mencionar que la misma fuente tiene potencia de generación térmica de 18.27 MW de donde es posible observar que para las temperaturas del recurso estimadas la eficiencia de conversión es relativamente baja. Dado que la temperatura máxima estimada sobrepasa los 160°C, la tecnología a utilizar se sugiere del tipo Ciclo Orgánico Rankine. No obstante, estudios posteriores podrán constatar la existencia de alta temperatura, tras lo cual el uso de unidades a condensación sería más apropiado.

3.8 CÚCUTA

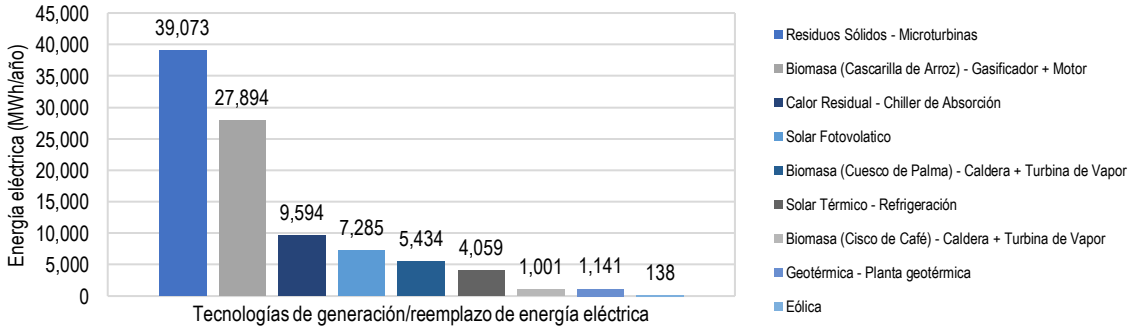
En esta sección se presenta el consolidado de los resultados a partir de la estimación de los potenciales de las energías renovables, reusables y residuales para la ciudad de Cúcuta, los cuales se presentan a detalle en cada una de las subsecciones de cada tipo de energía.

En la **Figura 50** (a) se observa la generación de energía eléctrica (en MWh/año) a partir de energía solar fotovoltaica, térmica refrigeración, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + motor, biomasa (cisco de café) con caldera + turbina de vapor, energía eólica, biomasa (cuesco de palma) con caldera + turbina de vapor, energía geotérmica y residuos sólidos microturbina. Y en el caso de energía a partir de calor residual chiller de absorción se obtiene una energía de reemplazo de energía eléctrica. Se observa que la tecnología de residuos sólidos con microturbinas tiene una alta generación de energía eléctrica con 39.073 MWh/año, seguido por biomasa (cascarilla de arroz) con 27.894 MWh/año, energía solar fotovoltaica con 7.285 MWh/año, solar térmico para refrigeración con una generación de 4.059 MWh/año, biomasa (cuesco de palma) con 5.434 MWh/año, planta geotérmica con 1.141 MWh/año, biomasa (cisco de café) con 1.001 MWh/año y energía eólica con 138 MWh/año. Por otro lado, el reemplazo de energía con chiller de absorción es de 9.594 MWh/año.

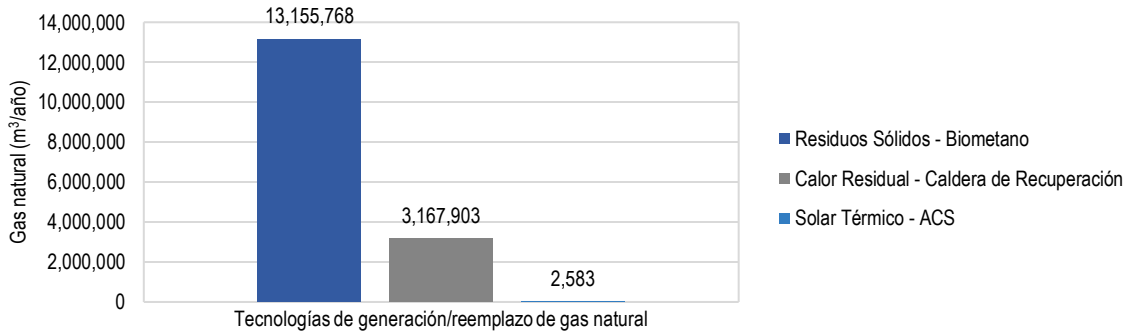
Asimismo, en la **Figura 50** (b) se observa generación de gas natural por medio de residuos sólidos con biometano y energía solar térmica – ACS. De igual manera, el reemplazo de gas natural por medio de calor residual con caldera de recuperación. En esta se observa como la tecnología de residuos sólidos por biometano tiene una generación de 13.155.768 m^3/año de gas natural, seguido por el reemplazo de gas natural por medio de caldera de recuperación de 3.167.903 m^3/año y por último el sistema térmico ACS con 2.583 m^3/año de gas natural.

En la **Figura 50** (c) se presenta la generación de frío por medio de la tecnología de caldera + chiller con una generación de 66.657.886 TR/año, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + motor + chiller con una generación de 47.419.963 TR/año, chiller de fuego directo 44.887.465 TR/año, las microturbinas + chiller una generación de 44.861.169 TR/año, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + caldera + chiller con 27.178.819 TR/año, biomasa (cuesco de palma) con caldera + turbina de vapor + chiller con 9.056.964 TR/año, biomasa (cisco de café) con caldera + turbina de vapor + chiller con 1.668.277 TR/año, y biomasa (cisco de café) con caldera + chiller una generación de 815.987 TR/año.

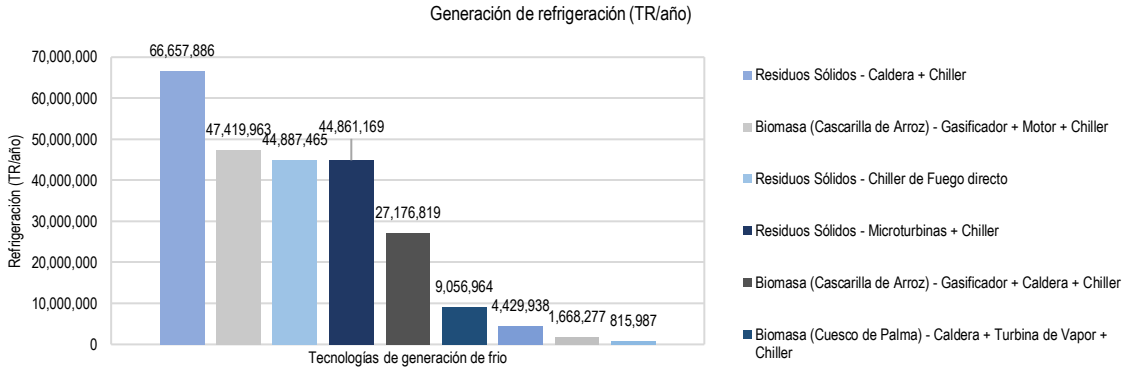
Figura 50. *Generación/reemplazo de (a) energía eléctrica, (b) gas natural y (c) refrigeración en Cúcuta*



(a) Generación o reemplazo de energía eléctrica



(b) Generación o reemplazo de gas natural

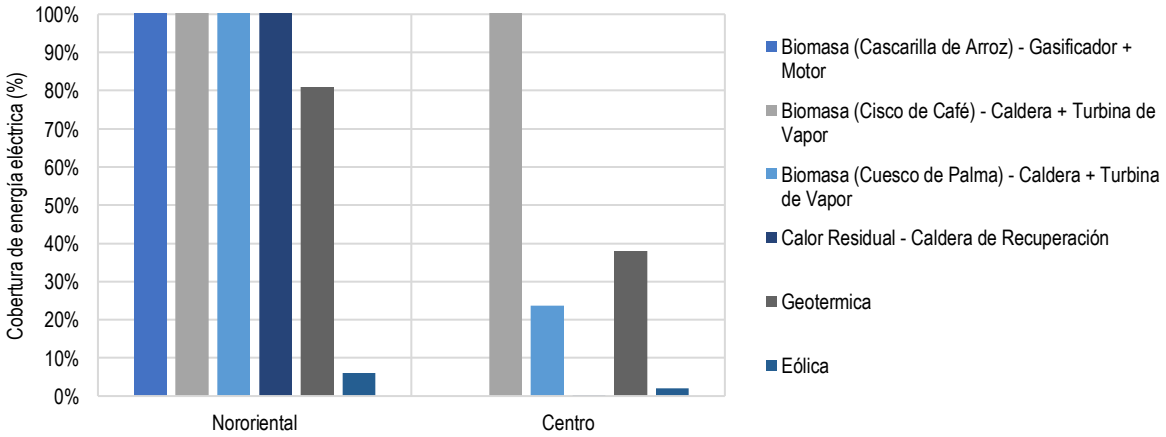


(c) Generación de frio

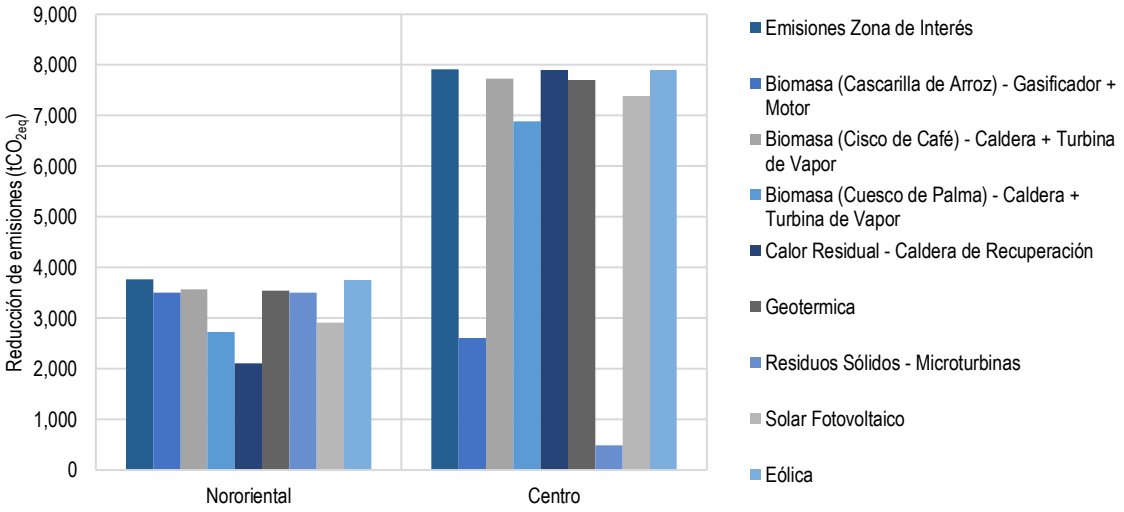
Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, se realiza el análisis de la cobertura de la demanda de los Distritos Térmicos de acuerdo con las tres zonas de interés con mayores emisiones para la evaluación de reducción de emisiones GEI mediante Distritos Térmicos. En la **Figura 51** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de energía eléctrica de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 51** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés. Para el sistema solar fotovoltaico, donde se tiene una cobertura mayor al 100%, se plantea un escenario de venta de energía eléctrica a la red.

Figura 51. *Cobertura de la demanda (a) y reducción de emisiones (b) por energía eléctrica Cúcuta*



(e) Cobertura de la demanda de energía eléctrica en el distrito térmico

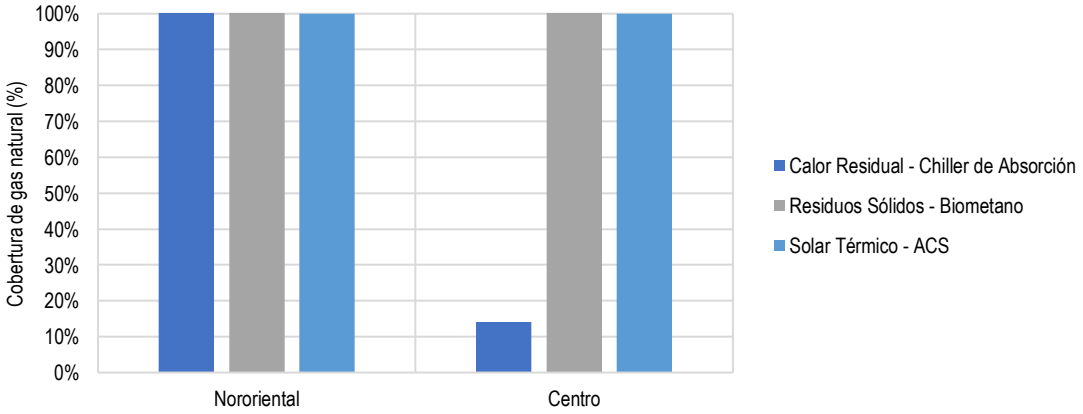


(f) Reducción de emisiones debido al uso de energía eléctrica en la zona de interés

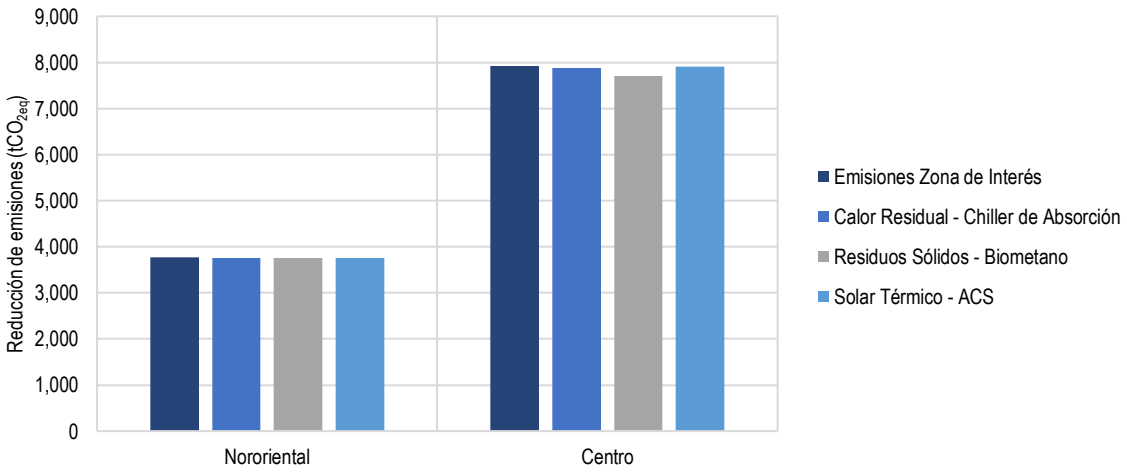
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 52** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de gas natural de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 52** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI de gas natural por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés. Cabe resaltar que, en cuanto a la disponibilidad de residuos sólidos con biometano, esta se considera que todo el caudal disponible para su uso se entrega en un 100% a la demanda de cada una de las zonas de interés, es decir, que su potencial no se fracciona para cada zona.

Figura 52. *Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por gas natural en Cúcuta*



(e) Cobertura de la demanda de gas natural en el distrito térmico

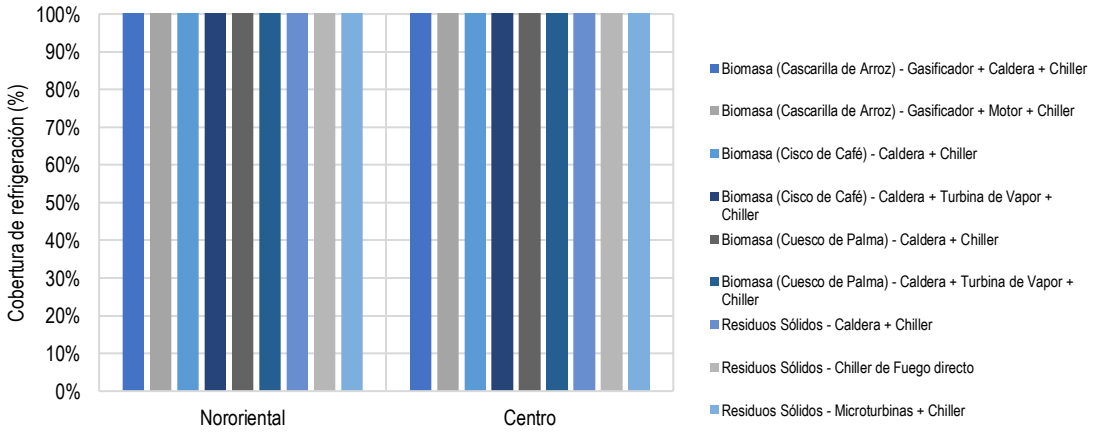


(f) Reducción de emisiones debido al uso de gas natural en la zona de interés

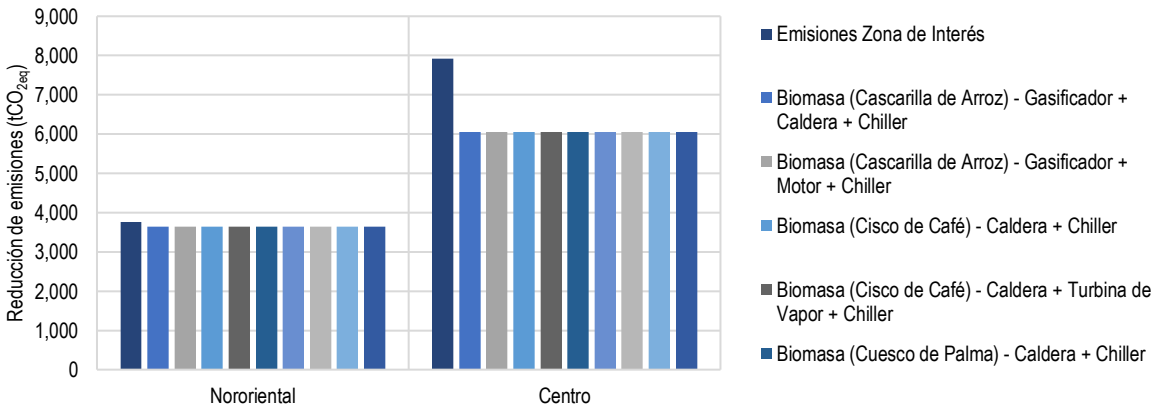
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 53** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de refrigeración de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 53** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI de refrigeración por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés.

Figura 53. *Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por refrigeración en Cúcuta*



(e) Cobertura de la demanda de refrigeración en el distrito térmico



(f) Reducción de emisiones debido al uso de refrigeración en la zona de interés

Fuente: Elaboración propia

3.8.1 Energía Eólica

La ciudad de Cúcuta cuenta con un potencial eólico que permite ser aprovechado durante los meses de mejor velocidad de viento. Con este aprovechamiento de viento se obtiene la energía producida mensual y las horas equivalentes de funcionamiento para la ciudad comparando diferentes tecnologías de aerogeneradores del mercado. Inicialmente se estima la energía producida por cada tipo de aerogenerador, seguido se halla las horas equivalentes y factor de carga.

- **Energía producida**

Los resultados para la ciudad de Neiva de energía producida por cada uno de los aerogeneradores analizados se muestran a continuación. Esta energía producida se genera para el mes de Junio, mes donde se da la mayor velocidad de viento en la ciudad. En la **Tabla 98** se muestra el aerogenerador de 1,5 MW y 2MW que son los que tienen la mayor producción de energía mensual para la ciudad.

***Tabla 98**. Energía producida por tipo de aerogenerador en Cúcuta*

Tipo de aerogenerador	Energía producida mensual (MWh/mes)
Aerogenerador 100 kW	24
Aerogenerador 800 kW	150
Aerogenerador 1,5 MW	464
Aerogenerador 2 MW	613
Mini aerogenerador 6 kW	1
Aerogenerador vertical 4 kW	1
Aerogenerador vertical 1 kW	0,12

Fuente: Elaboración propia.

- **Horas equivalentes y factor de carga**

Las horas equivalentes para la ciudad de Cúcuta para conocer el tipo de aerogenerador que tendrá una mayor eficiencia y mayor rendimiento durante el mes para la ciudad. El factor de carga adicionalmente, como se muestra en la **Tabla 99** hace referencia al porcentaje de horas de funcionamiento que tendría cada aerogenerador durante las horas totales del mes.

***Tabla 99**. Horas equivalentes y factor de carga en Cúcuta*

Tipo de aerogenerador	Horas equivalentes (h/mes)	Factor de carga (%)
Aerogenerador 100 kW	272	37%
Aerogenerador 800 kW	210	29%
Aerogenerador 1,5 MW	347	48%
Aerogenerador 2 MW	344	47%
Mini aerogenerador 6 kW	204	28%
Aerogenerador vertical 4 kW	192	26%
Aerogenerador vertical 1 kW	132	18%

Fuente: Elaboración propia.

- **Producción de energía por mini aerogeneradores**

La utilización de mini aerogeneradores en los techos de las tres zonas de interés analizadas se muestra en la **Tabla 100**. Cada zona de interés se muestra la cantidad de aerogeneradores, la potencia instalada y la generación de energía por medio de los mini aerogeneradores en la ciudad de Cúcuta.

***Tabla 100**. Potencia y generación de energía por zona de interés con mini aerogeneradores en Cúcuta*

Zona de interés	Cantidad de aerogeneradores	Potencia instalada (MW)	Generación de energía (MWh/año)
Nororiental	13	0,078	81
Centro	9	0,054	56
Oriental	9	0,504	56

Fuente: Elaboración propia.

3.8.2 Energía Solar

El aprovechamiento de energía solar para la ciudad de Cúcuta se analiza para sistemas fotovoltaicos, térmicos con ACS y térmicos con refrigeración. A continuación, se muestran los resultados de generación para cada uno de estos sistemas en las zonas de interés inicialmente seleccionadas. Adicionalmente, se hace la relación con la demanda del potencial distrito térmico, en zonas de interés de la ciudad de Cúcuta y se halla el porcentaje de aportación y cantidad de emisiones de CO2 que dejara de emitir por la utilización de alguna de estas tecnologías.

- **Energía producida sistema solar fotovoltaico**

Los resultados de los tres tipos de tecnología analizados para la ciudad se muestran en las siguientes tablas. En estas tablas se muestran, las tres zonas de interés analizadas y el total de la ciudad. En la **Tabla 101** se muestra la energía producida para las zonas de interés Centro, Nororiental y Oriental de la ciudad de Cúcuta.

***Tabla 101**. Energía producida (MWh/año) sistema FV en zonas de interés, Cúcuta*

Solar Fotovoltaica	Total, ciudad	Centro	Nororiental	Oriental
Energía producida (MWh/año)	9.886	2.775	4.510	2.601

Fuente: Elaboración propia.

Para el sistema solar térmico de ACS, en la **Tabla 102** se muestra los m3 diarios que puede entregar el sistema a cada una de las zonas interés de la ciudad y los m3 de gas generados anuales para este tipo de tecnología en Cúcuta.

***Tabla 102**. ACS (m^3) solar térmico, Cúcuta*

Solar térmica ACS	Total, ciudad	Centro	Nororiental	Oriental
ACS diario (m^3/día)	1.577	443	719	415
ACS anual (m^3 gas/año)	2.471.560	693.781	1.127.531	650.248

Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 103** se muestra la tecnología solar térmico para sistemas de refrigeración, donde se pueden notar las toneladas de refrigeración máximas anuales a entregar en cada zona de interés de la ciudad de Cúcuta y la energía eléctrica producida para este tipo de tecnología.

***Tabla 103**. Solar térmico refrigeración (toneladas refrigeración – TR), Cúcuta*

Solar térmica refrigeración	Total, ciudad	Centro	Nororiental	Oriental
Toneladas de refrigeración (TR/año)	1.161	326	530	305
Energía eléctrica refrigeración (MWh/año)	5.508	1.546	2.513	1.449

Fuente: Elaboración propia.

- **<u>Ahorros esperados anuales por sistema solar</u>**

El ahorro esperado anual para cada uno de los sistemas solares analizados para cada zona de interés y el total de la ciudad de Cúcuta, se muestran en la siguiente tabla.

***Tabla 104**. Ahorro esperado total Cúcuta*

Ahorro esperado (M COP/año)	Total	Centro	Nororiental	Oriental
Energía solar FV	8.403	2.359	3.833	2.211
Energía solar térmica ACS	6.673	1.873	3.044	1.756
Energía solar térmica refrigeración	4.682	1.314	2.136	1.232

Fuente: Elaboración propia.

3.8.3 Biomasa y Residuos Sólidos

En el departamento de Norte de Santander se identificó la presencia de los cultivos de arroz, café y palma de aceite en los municipios de El Zulia, San Cayetano, Tibú, Gramalote, Cúcuta, Santiago, Bochalema, Durania,

Chinácota, La Playa, Villa del Rosario y Los Patios, los cuales se encuentran a una distancia menor a 50km de la ciudad de interés. En la **Tabla 105** se presenta la cantidad de residuo de cada uno de los cultivos presentes, así como su potencial energético y la estimación de generación de energía eléctrica a partir de la gasificación en el caso de la cascarilla y de la combustión y posterior uso en una turbina de vapor para el caso del cisco de café y el cuesco de palma.

Tabla 105. *Disponibilidad y estimación de generación eléctrica a partir de residuos en Cúcuta*

Residuo	Cantidad de residuos (t/año)	Potencial Energético (MJ/t)	Generación Eléctrica (MWh/año)
Cascarilla de arroz	32.730	478.184.505	22.572
Cisco de café	647	12.829.121	1.247
Cuesco de palma	3.311	69.868.008	6.793

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, para el relleno sanitario Guayabal en la se presenta la **Tabla 106** identificación de la generación de biogás que corresponde a 21.926.280 m^3/año lo cual representa un potencial total de 114.729 MWh/año. Al utilizar el potencial de biogás disponible en el relleno transformándolo en energía eléctrica e inyectándolo a la red se estima una generación eléctrica 48.186 MWh/año. En el caso de Cúcuta no se encontraron datos de generación de biogás para los años 2020 y 2021, se destaca que a partir de los resultados hallados para 2019 el relleno Guayabal ocupa el cuarto lugar dentro de las ciudades estudiadas gracias a su potencial.

Tabla 106. *Generación eléctrica a partir de biogás en Cúcuta*

Parámetro	2019
Generación de biogás (m^3/año)	21.926.280
Potencial energético (MWh/año)	114.729
Generación eléctrica (MWh/año)	48.186

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados indican que, en la ciudad de Cúcuta, el potencial de residuos sólidos y de biomasa puede ser aprovechado a partir de diferentes rutas para la obtención de energía eléctrica, vapor y refrigeración. Para la ciudad de Cúcuta existe la disponibilidad de cascarilla de arroz, cisco de café y cuesco de palma que permiten la obtención de energía eléctrica de 27.897, 1.000 y 5.434 MWh_e/año respectivamente con las rutas presentadas en la **Tabla 107**. Adicionalmente, con estas biomasas se puede generar refrigeración que supera incluso los 47 millones de TR y finalmente vapor con 102.942 ton vapor/año.

Tabla 107. *Rutas de aprovechamiento para el biogás en la ciudad de Cúcuta*

Ruta	Producto	Cantidad	Unidades
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Motor	Energía eléctrica	27.894	MWhe/año
Biomasa (Cisco de Café) - Caldera + Turbina de Vapor	Energía eléctrica	1.000	MWhe/año
Biomasa (Cuesco de Palma) - Caldera + Turbina de Vapor	Energía eléctrica	5.434	MWhe/año
Residuos Sólidos - Microturbinas	Energía eléctrica	39.072	MWhe/año
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Caldera + Chiller	Refrigeración	815.986	TR/año
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Motor + Chiller	Refrigeración	47.419.963	TR/año

Ruta	Producto	Cantidad	Unidades
Biomasa (Cisco de Café) - Caldera + Chiller	Refrigeración	815.986	TR/año
Biomasa (Cisco de Café) - Caldera + Turbina de Vapor + Chiller	Refrigeración	1.668.277	TR/año
Biomasa (Cuesco de Palma) - Caldera + Chiller	Refrigeración	4.429.937	TR/año
Biomasa (Cuesco de Palma) - Caldera + Turbina de Vapor + Chiller	Refrigeración	9.056.964	TR/año
Residuos Sólidos - Caldera + Chiller	Refrigeración	44.861.168	TR/año
Residuos Sólidos - Chiller de Fuego directo	Refrigeración	44.887.465	TR/año
Residuos Sólidos - Microturbinas + Chiller	Refrigeración	66.657.886	TR/año
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Caldera	Vapor	102.942	Ton vapor/año

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, si el biogás se transforma en biometano y es aprovechado en microturbinas puede obtenerse energía eléctrica, el valor estimado es de 39.072 MWh_e/año. Al evaluar el mismo potencial en otras rutas para la obtención de toneladas de refrigeración se obtienen valores de hasta 66 millones de TR/año.

3.8.4 Calor Residual

3.8.4.1 Estimación de calor residual a nivel ciudad

El mayor potencial energético de calor residual en Cúcuta se encuentra en la Comuna 1 (Centro) con 4.714 MWh/año proveniente principalmente de las actividades de fabricación de otros productos minerales no metálicos, elaboración de productos alimenticios y otras industrias manufactureras. Seguidamente se encuentran las comunas 5 (Nororiental), 2 (Centro Oriental), 4 (Oriental) y 6 (Norte) con 4.025,2.243,2.015 y 1.565 MWh/año respectivamente. Por otro lado, las comunas 3 (Suroriental), 10 (Cementerio), 8 (Occidental) y 9 (Suroccidental) presentan potenciales por debajo de los $675\ \mathrm{MWh/año}$.

El calor residual disponible en cada una de las Comunas de Cúcuta puede ser utilizado en una caldera de recuperación o en un chiller de absorción obteniendo calor útil por rango de temperatura, en este caso se asume el potencial a nivel ciudad hace referencia a calor de desecho de media temperatura con valores entre 100 y 400 ºC. El uso del chiller de absorción se traduce en un reemplazo esperado de energía eléctrica de 3.398MWh_e/año en toda la ciudad y en el caso de la caldera de recuperación en un reemplazo esperado de gas natural de 1.076.040 m^3/año. En la **Tabla 108** se presenta la estimación de para cada tecnología en cada una de las comunas de Cúcuta.

***Tabla 108**. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica a nivel ciudad en Cúcuta*

División Política	Reemplazo gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWh_e/año)
Comuna 1 Centro	286.487	905
Comuna 5 Nororiental	244.636	773
Comuna 2 Centro Oriental	136.332	431
Comuna 4 Oriental	122.431	387
Comuna 6 Norte	95.109	300
Comuna 7 Noroccidental	67.866	214
Comuna 3 Sur Oriental	41.052	130
Comuna 10 Cementerio	40.950	129
Comuna 8 Occidental	27.424	87

División Política	Reemplazo gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWh_e/año)
Comuna 9 Suroccidental	13.753	43

Fuente: Elaboración propia

Tanto en los resultados de reemplazo de energía eléctrica y de gas natural, se obtienen los valores mayores en Comuna 1 Centro con 905 MWh_e/año y 286.487 m^3/año respectivamente; en segundo lugar, se encuentra la Comuna 5 Nororiental con 773 MWh_e/año y 244.636 m^3/año, en los últimos lugares se encuentran las comunas Cementerio, Occidental y Suroccidental.

3.8.4.2 Estimación de calor residual en las zonas de interés

El potencial de calor residual en las zonas de interés para evaluación de Distritos Térmicos tiene en cuenta la oferta de calor residual por parte del sector manufacturero y comercial como las edificaciones de alojamiento y de hospitales. Los resultados indican que existe un potencial de 33.642 MWh/año de los cuales 30.987 MWh/año corresponden a calor residual de alta temperatura, 2.386 MWh/año de media temperatura y 268MWh/año de baja temperatura. En este sentido, la división política Comuna 5 Nororiental participa con un 90% de potencial, la Comuna 2 Centro Oriental y Comuna 1 Centro participan con 9% y 1% respectivamente.

Para el aprovechamiento de este calor de desecho se evalúa el uso de un chiller de absorción y una caldera de recuperación permitiendo estimar el reemplazo de energía eléctrica y gas natural respectivamente. Como se observa en la **Tabla 109** los resultados indican que la Comuna Nororiental es la zona de interés con mayor reemplazo de energía eléctrica y gas natural con 8.718 MWh_e/año y 2.880.774 m^3/año, seguido de la Comuna Centro Oriental con 830 MWh_e/año y 272.389 m^3/año.

***Tabla 109**. Reemplazo de gas natural y energía eléctrica en las zonas de interés de Cúcuta*

Zona de interés	Reemplazo de gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWh/año)
Nororiental	2.880.774	8.718
Centro Oriental	272.389	830
Centro	14.740	47

Fuente: Elaboración propia

La oferta de gas natural y energía eléctrica se utiliza para evaluar la cobertura de demanda de estos energéticos y la posible reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en las zonas de interés. De acuerdo con los datos presentados en la **Tabla 110** la cobertura de energía eléctrica solo es mayor al 100% en la Comuna Nororiental, mientras que en el resto es menor al 11%.

***Tabla 110.** Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica, gas natural y refrigeración en las zonas de interés de Montería*

Zona de interés	Energía Eléctrica	Gas Natural
	Cobertura (%)	Cobertura (%)
Nororiental	>100%	>100%
Centro Oriental	10,3%	>100%
Centro	0,2%	14%

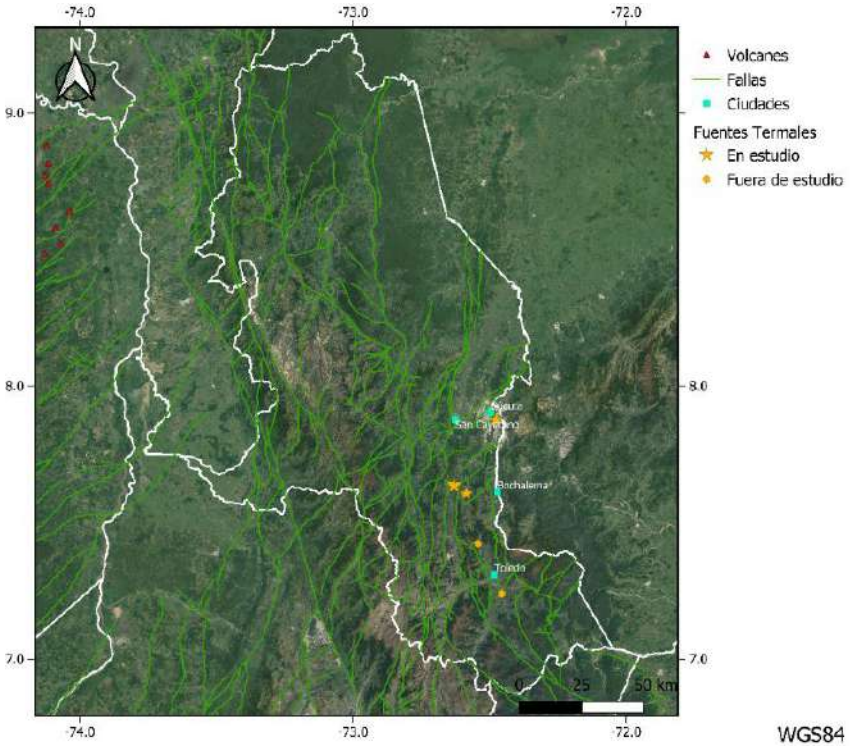
Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, en cuanto a cobertura de gas natural las comunas Nororiental y Centro Oriental presentan coberturas mayores al 100% y la Comuna Centro solo del 14%. En cuanto a la reducción de emisiones tanto con el uso de energía eléctrica como de gas natural los porcentajes en todas las comunas son mayores al 100%.

3.8.5 Geotérmica

El área de estudio comprende el departamento Norte de Santander, en éste se analizaron 6 fuentes hidrotermales, de los cuales 4 cumplen con los criterios de proximidad de 50 km de distancia a la ciudad. En la **Figura 54** se presenta la ubicación geográfica de los reservorios analizados.

Figura 54. *Ubicación de fuentes hidrotermales en el departamento de Norte de Santander.*



Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con el análisis volumétrico considerando una temperatura anual media mínima es de 23°C y la máxima de 32°C de la ciudad, en la se presentan los reservorios con potencia de generación eléctrica.

Tabla 111. *Estimación potencia generación eléctrica (MW) de los reservorios cercanos a la ciudad de Cúcuta.*

Código Reservorio	Fuente Hidrotermal	Distancia a la ciudad (km)	Temp esperada (°C)	Uso Propuesto	Potencia generación energía eléctrica (MW_e)	Energía Eléctrica (MWh_e/año)
NS-2	Los Termales	32	153	Generación eléctrica	0,3	1.141
	La Rivera	45	120			

Fuente: Elaboración propia.

Por su parte, la temperatura del recurso geotérmico proporciona un indicativo del tipo de tecnología por utilizar, en relación con las agrupaciones seleccionadas para generación eléctrica. Como regla general se considera que: si la temperatura esperada del recurso es menor de 160°C, se propone su aprovechamiento a través de un ciclo orgánico Rankine.

Debido a la identificación de varias fuentes hidrotermales en el departamento de Norte de Santander, se estimó el potencial térmico de las fuentes hidrotermales y/o reservorios que debido al análisis de pérdida de temperatura no son aptas para su aprovechamiento en generación eléctrica, sin embargo, pueden ser usadas para usos directos como invernaderos, procesamiento de alimentos, balneología, secadores industriales, calefacción en zonas frías, entre otras, en las zonas donde se encuentran ubicadas.

Tabla 112. *Estimación potencia generación térmica (MW) de los reservorios cercanos a la ciudad de Cúcuta.*

Código Reservorio	Fuente Hidrotermal	Distancia a la ciudad (km)	Temp esperada (°C)	Uso Propuesto	Potencia generación Térmica (MW_t)	Reemplazo de Gas Natural (m^3/año)	Reemplazo de Refrigeración (TR/año)
NS-1	Colegio Seminario Mayor	3	67	Térmico	6,32	81.445	497.038
NS-3	Pozo del Amor	33	66	Térmico	6,48	87.999	553.311

Fuente: Elaboración propia.

En el caso del reservorio NS-3 se encuentra ubicado en zonas lejanas al área urbana, no obstante, el reservorio NS-1 se encuentra ubicado en el Colegio Seminario Mayor la Diócesis de Cúcuta, que de acuerdo con su potencial térmico puede ser aprovechado para la provisión de frío y reemplazo de gas natural en sus instalaciones.

3.9 NEIVA

En esta sección se presenta el consolidado de los resultados a partir de la estimación de los potenciales de las energías renovables, reusables y residuales para la ciudad de Neiva, los cuales se presentan a detalle en cada una de las subsecciones de cada tipo de energía.

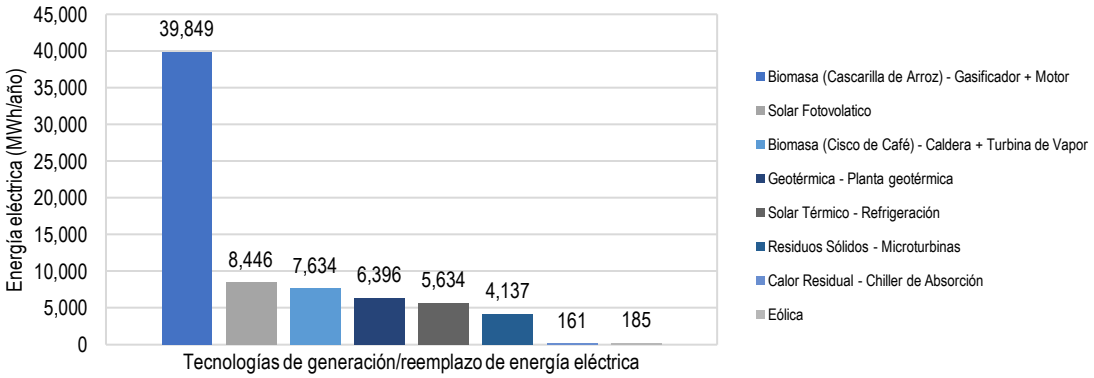
En la **Figura 55** (a) se observa la generación de energía eléctrica (en MWh/año) a partir de energía solar fotovoltaica, térmica refrigeración, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + motor, biomasa (cisco de café) con caldera + turbina de vapor, energía eólica, energía geotérmica y residuos sólidos microturbina. Y en el caso de energía a partir de calor residual chiller de absorción se obtiene una energía de reemplazo de energía eléctrica. Se observa que la tecnología de biomasa (cascarilla de arroz) tiene una alta generación de energía eléctrica con 39.849 MWh/año, seguido por energía solar fotovoltaica con 8.446 MWh/año, biomasa (cisco de café) con 7.634 MWh/año, planta geotérmica con 6.396 MWh/año, solar térmico para refrigeración con una generación de 5.634 MWh/año, residuos sólidos con microturbinas con 4.137 MWh/año y energía eólica con 185 MWh/año. Por otro lado, el reemplazo de energía con chiller de absorción es de 161 MWh/año.

Asimismo, en la **Figura 55** (b) se observa generación de gas natural por medio de residuos sólidos con biometano y energía solar térmica – ACS. De igual manera, el reemplazo de gas natural por medio de calor residual con caldera de recuperación. En esta se observa como la tecnología de residuos sólidos por biometano tiene una generación de 1.392.840 m^3/año de gas natural, seguido por el reemplazo de gas natural por medio

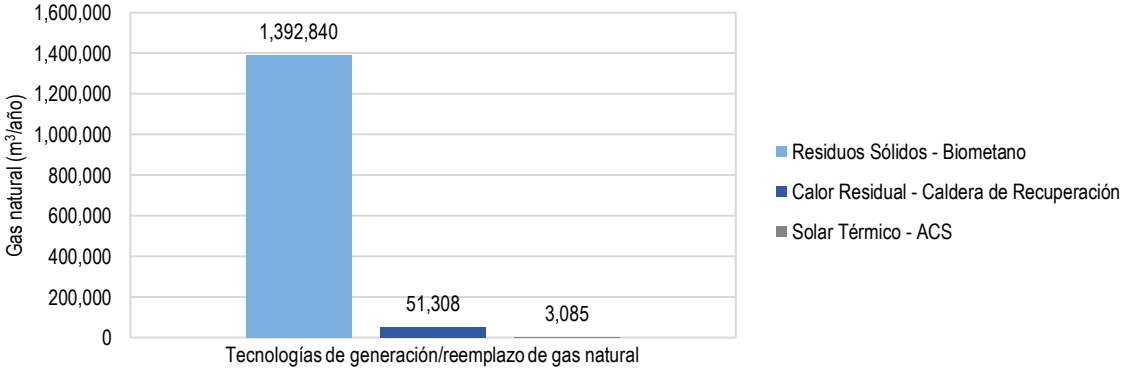
de caldera de recuperación de 51.308 m³/año y por último el sistema térmico ACS con 3.085 m³/año de gas natural.

En la **Figura 55** (c) se presenta la generación de frío por medio de la tecnología de biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + motor + chiller con una generación de 67.744.013 TR/año, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + caldera + chiller con una generación de 38.824.720 TR/año, biomasa (cisco de café) con caldera + turbina de vapor + chiller con 12.723.139 TR/año, chiller de fuego directo 4.752.368 TR/año, las microturbinas + chiller una generación de 4.749.584 TR/año, caldera + chiller con una generación de 7.057.267 TR/año, y biomasa (cisco de café) con caldera + chiller una generación de 6.223.136 TR/año.

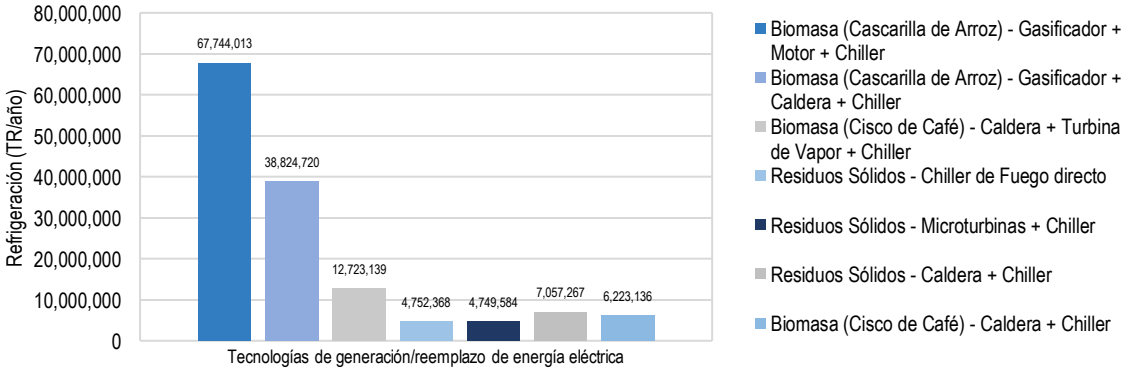
Figura 55. *Generación/reemplazo de (a) energía eléctrica, (b) gas natural y (c) refrigeración en Neiva*



(a) Generación o reemplazo de energía eléctrica



(b) Generación o reemplazo de gas natural

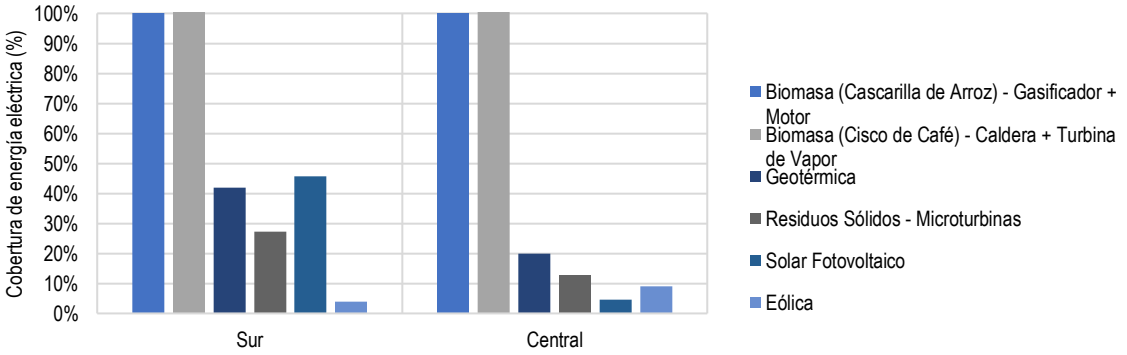


(c) Generación de frio

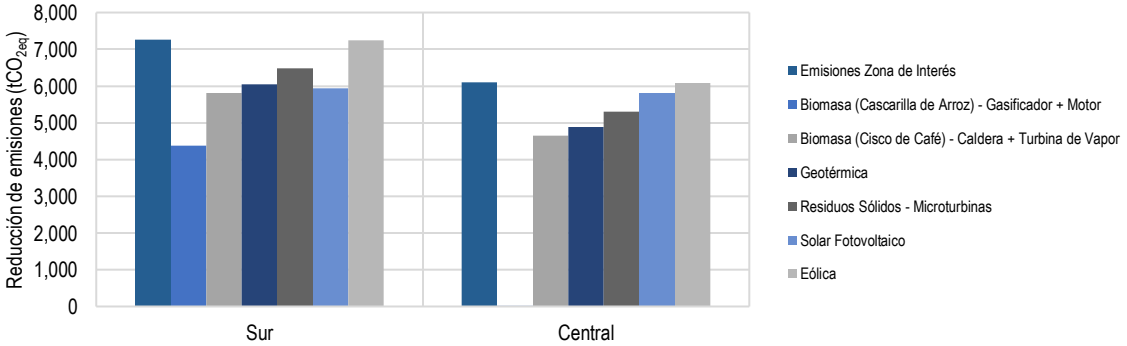
Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, se realiza el análisis de la cobertura de la demanda de los Distritos Térmicos de acuerdo con las tres zonas de interés con mayores emisiones para la evaluación de reducción de emisiones GEI mediante Distritos Térmicos. En la **Figura 56** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de energía eléctrica de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 56** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés. Para el sistema solar fotovoltaico, donde se tiene una cobertura mayor al 100%, se plantea un escenario de venta de energía eléctrica a la red.

Figura 56. *Cobertura de la demanda (a) y reducción de emisiones (b) por energía eléctrica Neiva*



(g) Cobertura de la demanda de energía eléctrica en el distrito térmico

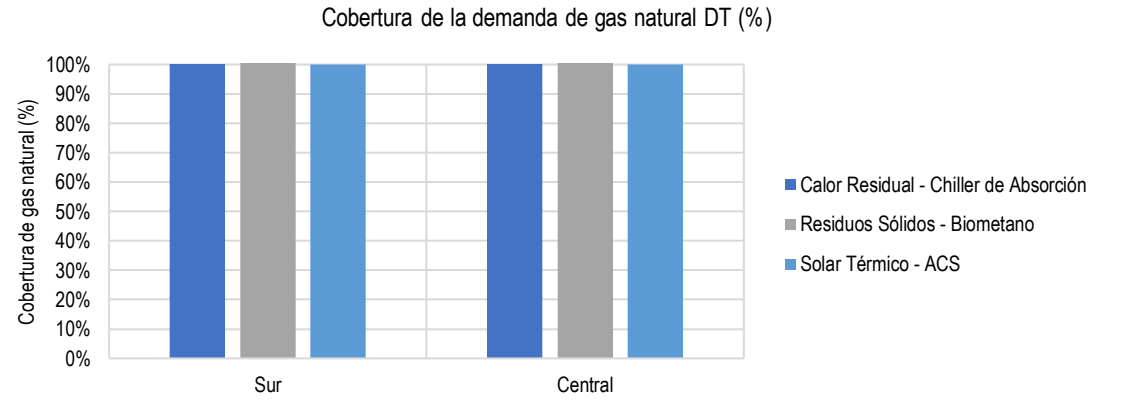


(h) Reducción de emisiones debido al uso de energía eléctrica en la zona de interés

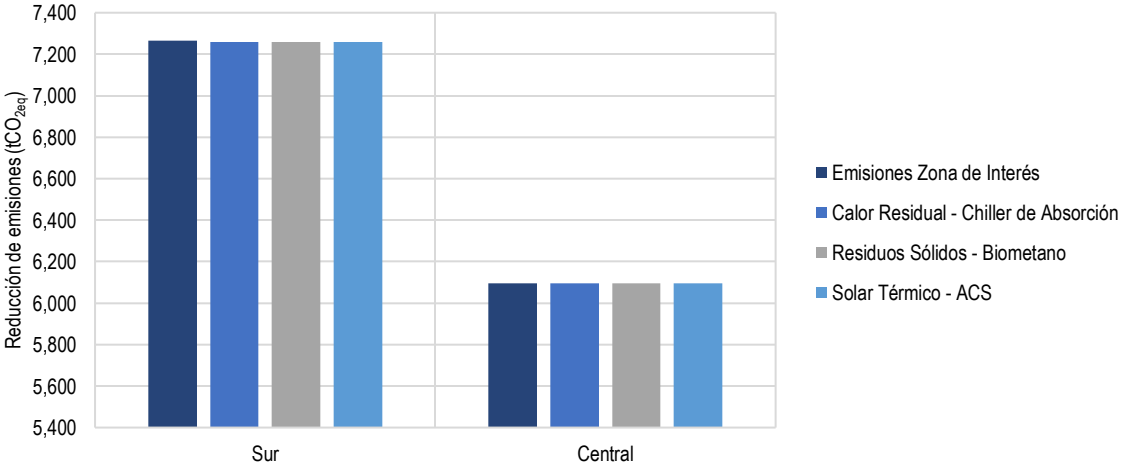
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 57** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de gas natural de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 57** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI de gas natural por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés. Cabe resaltar que, en cuanto a la disponibilidad de residuos sólidos con biometano, esta se considera que todo el caudal disponible para su uso se entrega en un 100% a la demanda de cada una de las zonas de interés, es decir, que su potencial no se fracciona para cada zona.

Figura 57. *Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por gas natural en Neiva*



(g) Cobertura de la demanda de gas natural en el distrito térmico

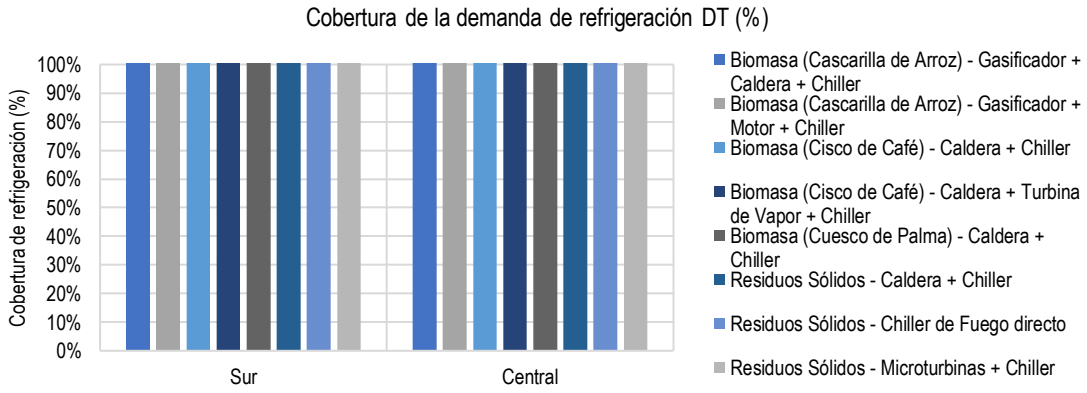


(h) Reducción de emisiones debido al uso de gas natural en la zona de interés

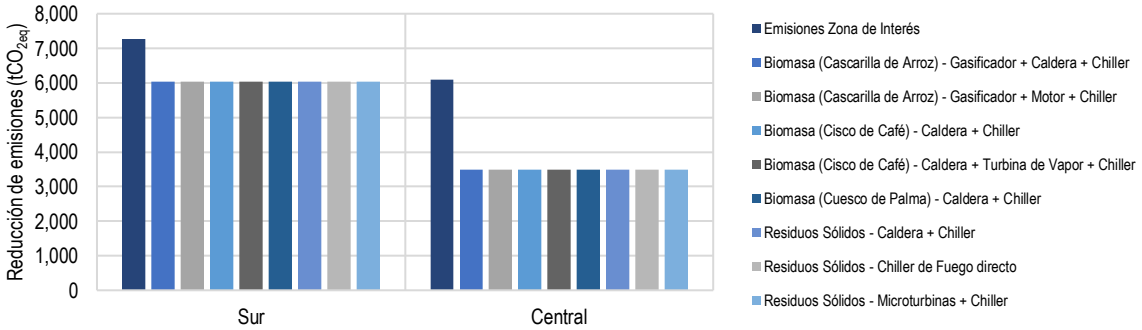
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 58** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de refrigeración de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 58** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI de refrigeración por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés.

Figura 58. *Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por refrigeración en Neiva*



(g) Cobertura de la demanda de refrigeración en el distrito térmico



(h) Reducción de emisiones debido al uso de refrigeración en la zona de interés

Fuente: Elaboración propia

3.9.1 Energía Eólica

La ciudad de Neiva cuenta con un potencial eólico que permite ser aprovechado durante los meses de mejor velocidad de viento. Con este aprovechamiento de viento se obtiene la energía producida mensual y las horas equivalentes de funcionamiento para la ciudad comparando diferentes tecnologías de aerogeneradores del mercado. Inicialmente se estima la energía producida por cada tipo de aerogenerador, seguido se halla las horas equivalentes y factor de carga.

- **<u>Energía producida</u>**

Los resultados para la ciudad de Neiva de energía producida por cada uno de los aerogeneradores analizados se muestran a continuación. Esta energía producida se genera para el mes de mayor velocidad de viento en la ciudad. En la **Tabla 113** se muestra el aerogenerador de 1,5 MW y 2MW que son los que tienen la mayor producción de energía mensual para la ciudad.

Tabla 113*. Energía producida por tipo de aerogenerador en Neiva*

Tipo de aerogenerador	Energía producida mensual (MWh/mes)
Aerogenerador 100 kW	24
Aerogenerador 800 kW	148
Aerogenerador 1,5 MW	459

Tipo de aerogenerador	Energía producida mensual (MWh/mes)
Aerogenerador 2 MW	607
Mini aerogenerador 6 kW	1
Aerogenerador vertical 4 kW	1
Aerogenerador vertical 1 kW	0,12

Fuente: Elaboración propia.

- **Horas equivalentes y factor de carga**

Las horas equivalentes para la ciudad de Neiva para conocer el tipo de aerogenerador que tendrá una mayor eficiencia y mayor rendimiento durante el mes para la ciudad. El factor de carga adicionalmente, como se muestra en la **Tabla 114** hace referencia al porcentaje de horas de funcionamiento que tendría cada aerogenerador durante las horas totales del mes.

***Tabla 114**. Horas equivalentes y factor de carga en Neiva*

Tipo de aerogenerador	Horas equivalentes (h/mes)	Factor de carga (%)
Aerogenerador 100 kW	272	37%
Aerogenerador 800 kW	210	29%
Aerogenerador 1,5 MW	347	48%
Aerogenerador 2 MW	344	47%
Mini aerogenerador 6 kW	204	28%
Aerogenerador vertical 4 kW	192	26%
Aerogenerador vertical 1 kW	132	18%

Fuente: Elaboración propia.

- **Producción de energía por mini aerogeneradores**

La utilización de mini aerogeneradores en los techos de las tres zonas de interés analizadas se muestra en la **Tabla 115**. Cada zona de interés se muestra la cantidad de aerogeneradores, la potencia instalada y la generación de energía por medio de los mini aerogeneradores en la ciudad de Neiva.

***Tabla 115**. Potencia y generación de energía por zona de interés con mini aerogeneradores en Neiva*

Zona de interés	Cantidad de aerogeneradores	Potencia instalada (MW)	Generación de energía (MWh/año)
Sur	12	0,072	88
Central	13	0,078	97

Fuente: Elaboración propia.

3.9.2 Energía Solar

El aprovechamiento de energía solar para la ciudad de Neiva se analiza para sistemas fotovoltaicos, térmicos con ACS y térmicos con refrigeración. A continuación, se muestran los resultados de generación para cada uno

de estos sistemas en las zonas de interés inicialmente seleccionadas. Adicionalmente, se hace la relación con la demanda del potencial distrito térmico, en zonas de interés de la ciudad de Neiva y se halla el porcentaje de aportación y cantidad de emisiones de CO2 que dejara de emitir por la utilización de alguna de estas tecnologías.

- **Energía producida sistema solar fotovoltaico**

Los resultados de los tres tipos de tecnología analizados para la ciudad se muestran en las siguientes tablas. En estas tablas se muestran, las tres zonas de interés analizadas y el total de la ciudad. En la **Tabla 116** se muestra la energía producida para las zonas de interés Sur, Oriental y Central de la ciudad de Neiva.

***Tabla 116**. Energía producida (MWh/año) sistema FV en zonas de interés, Neiva*

Solar Fotovoltaica	Total, ciudad	Sur	Oriental	Central
Energía producida (MWh/año)	29.499	6.490	21.052	1.507

Fuente: Elaboración propia.

Para el sistema solar térmico de ACS, en la **Tabla 117** se muestra los m3 diarios que puede entregar el sistema a cada una de las zonas interés de la ciudad y los m3 de gas generados anuales para este tipo de tecnología en Neiva.

***Tabla 117**. ACS (m^3) solar térmico, Neiva*

Solar térmica ACS	Total, ciudad	Sur	Oriental	Central
ACS diario (m^3/día)	5.086	1.196	3.630	260
ACS anual (m^3 gas/año)	8.829.793	2.077.223	6.301.559	451.012

Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 118** se muestra la tecnología solar térmico para sistemas de refrigeración, donde se pueden notar las toneladas de refrigeración máximas anuales a entregar en cada zona de interés de la ciudad de Neiva y la energía eléctrica producida para este tipo de tecnología.

***Tabla 118**. Solar térmico refrigeración (toneladas refrigeración – TR), Neiva*

Solar térmica refrigeración	Total, ciudad	Sur	Oriental	Central
Toneladas de refrigeración (TR/año)	4.091	1.153	3.498	250
Energía eléctrica refrigeración (MWh/año)	19.676	4.629	14.042	1.005

Fuente: Elaboración propia.

- **Ahorros esperados anuales por sistema solar**

El ahorro esperado anual para cada uno de los sistemas solares analizados para cada zona de interés y el total de la ciudad de Neiva, se muestran en la siguiente tabla.

***Tabla 119**. Ahorro esperado total Neiva*

Ahorro esperado (M COP/año)	Total	Sur	Oriental	Central
Energía solar FV	25.752	6.068	18.379	1.315
Energía solar térmica ACS	23.840	5.609	17.014	1.218
Energía solar térmica refrigeración	17.178	4.041	12.259	877

Fuente: Elaboración propia.

3.9.3 Biomasa y Residuos Sólidos

En el departamento del Huila se identificó la presencia de los cultivos de arroz, café en los municipios de San Agustín, Neiva, Algeciras, Palermo, Tello, Campoalegre, Aipe, Baraya, Tesalia, Rivera, Villavieja y Yaguará, los cuales se encuentran a una distancia menor a 50km de la ciudad de interés. En la **Tabla 120** se presenta la cantidad de residuo de cada uno de los cultivos presentes, así como su potencial energético y la estimación de generación de energía eléctrica a partir de la gasificación en el caso de la cascarilla y de la combustión y posterior uso en una turbina de vapor para el caso del cisco de café.

***Tabla 120.** Disponibilidad y estimación de generación eléctrica a partir de residuos en Neiva*

Residuo	Cantidad de residuos (t/año)	Potencial Energético (MJ/t)	Generación Eléctrica (MWh/año)
Cascarilla de arroz	46.758	683.132.907	32.247
Cisco de café	4.452	88.262.004	8.581

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, para el relleno sanitario Los Ángeles en la **Tabla 121** se presenta la identificación de la generación de biogás que corresponde a 4.100 m^3/año lo cual representa un potencial total de 21 MWh/año. Al utilizar el potencial de biogás disponible en el relleno transformándolo en energía eléctrica e inyectándolo a la red se estima una generación eléctrica 9 MWh/año. En el caso de Neiva no se encontraron datos de generación de biogás para los años 2020 y 2021, se destaca que a partir de los resultados hallados para 2019 el relleno sanitario Los Ángeles ocupa el décimo lugar dentro de las ciudades estudiadas gracias a su potencial.

***Tabla 121.** Generación eléctrica a partir de biogás en Neiva*

Parámetro	2019
Generación de biogás (m^3/año)	4.100
Potencial energético (MWh/año)	21
Generación eléctrica (MWh/año)	9

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados indican que, en la ciudad de Neiva, el potencial de residuos sólidos y de biomasa puede ser aprovechado a partir de diferentes rutas para la obtención de energía eléctrica, vapor y refrigeración. Para la ciudad de Neiva existe la disponibilidad de cascarilla de arroz y cisco de café que permiten la obtención de energía eléctrica de 39.849 y 7.633 MWh_e/año respectivamente con las rutas presentadas en la **Tabla 122**. Adicionalmente, con estas biomasas se puede generar refrigeración que tiene cerca los 4 mil TR y finalmente vapor con 147.063 ton vapor/año.

Tabla 122. *Rutas de aprovechamiento para el biogás en la ciudad de Neiva*

Ruta	Producto	Cantidad	Unidades
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Motor	Energía eléctrica	39.849	MWhe/año
Biomasa (Cisco de Café) - Caldera + Turbina de Vapor	Energía eléctrica	7.633	MWhe/año
Residuos Sólidos - Microturbinas	Energía eléctrica	4.136	MWhe/año
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Caldera + Chiller	Refrigeración	6.223.135	TR/año
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Motor + Chiller	Refrigeración	67.744.013	TR/año
Biomasa (Cisco de Café) - Caldera + Chiller	Refrigeración	6.223.135	TR/año
Biomasa (Cisco de Café) - Caldera + Turbina de Vapor + Chiller	Refrigeración	12.723.138	TR/año
Residuos Sólidos - Caldera + Chiller	Refrigeración	4.749.584	TR/año
Residuos Sólidos - Chiller de Fuego directo	Refrigeración	4.752.368	TR/año
Residuos Sólidos - Microturbinas + Chiller	Refrigeración	7.057.267	TR/año
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Caldera	Vapor	147.063	Ton vapor/año

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, si el biogás se transforma en biometano y es aprovechado en microturbinas puede obtenerse energía eléctrica, el valor estimado es de 4.136 MWh_e/año. Al evaluar el mismo potencial en otras rutas para la obtención de toneladas de refrigeración se obtienen valores de hasta 7 millones de TR/año.

3.9.4 Calor Residual

3.9.4.1 Estimación de calor residual a nivel ciudad

El mayor potencial energético de calor residual se presenta en la Comuna 4 (Central) con 118 MWh/año proveniente de las actividades de elaboración de productos alimenticios, elaboración de bebidas, otras industrias manufactureras y la fabricación de sustancias y productos químicos. Con valores hasta cuatro veces menores le siguen las comunas 5 (Oriental), 6 (Sur), 2 (Nororiental), y 7 (La Floresta) las cuales presentan potenciales menores a 34 MWh/año.

El calor residual disponible en cada una de las comunas de Neiva puede ser utilizado en una caldera de recuperación o en un chiller de absorción obteniendo calor útil por rango de temperatura, en este caso se asume el potencial a nivel ciudad hace referencia a calor de desecho de media temperatura con valores entre 100 y 400 ºC. El uso del chiller de absorción se traduce en un reemplazo esperado de energía eléctrica de 42 MWh_e/año en toda la ciudad y en el caso de la caldera de recuperación en un reemplazo esperado de gas natural de 13.249 m^3/año. En la **Tabla 123** se presenta la estimación de para cada tecnología en cada una de las comunas de Neiva.

Tabla 123. *Reemplazo de gas natural y energía eléctrica a nivel ciudad en Neiva*

División Política	Reemplazo gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWhe/año)
Comuna 4 Central	7.148	23
Comuna 5 Oriental	2.075	7
Comuna 6 Sur	1.923	6
Comuna 2 Nororiental	932	3
Comuna 7 La Floresta	752	2
Comuna 3 Entre Ríos	181	1
Comuna 9 Norte	181	1

División Política	Reemplazo gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWhe/año)
Comuna 1 Noroccidental	58	0

Fuente: Elaboración propia

Tanto en los resultados de reemplazo de energía eléctrica y de gas natural, se obtienen los valores mayores en la Comuna 5 Central con 23 MWh_e/año y 7.148 m^3/año respectivamente; en segundo lugar, se encuentra la Comuna 5 Oriental con 7 MWh_e/año y 2.075 m^3/año, en los últimos lugares se encuentran las comunas 3, 9 y 1.

3.9.4.2 Estimación de calor residual en las zonas de interés

El potencial de calor residual en las zonas de interés para evaluación de Distritos Térmicos tiene en cuenta la oferta de calor residual por parte del sector manufacturero y comercial como las edificaciones de alojamiento y de hospitales. En el caso de Neiva el total del potencial proviene de hospitales y hoteles, así como una empresa con la actividad comercial de elaboración de cacao, chocolate y productos de confitería ubicados en la Comuna 6 Sur con un total de 103 MWh/año con 88 MWh/año en media temperatura y 15 en baja temperatura.

Para el aprovechamiento de este calor de desecho se evalúa el uso de un chiller de absorción y una caldera de recuperación permitiendo estimar el reemplazo de energía eléctrica y gas natural respectivamente. Como se observa en la **Tabla 124** los resultados indican que la Comuna Central es la zona de interés con mayor reemplazo de energía eléctrica y gas natural con 140 MWh_e/año y 44.375 m^3/año, seguido de la Comuna Sur con 21 MWh_e/año y 6.933 m^3/año.

Tabla 124. *Reemplazo de gas natural y energía eléctrica en las zonas de interés de Neiva*

Zona de interés	Reemplazo de gas natural	Reemplazo de energía eléctrica (MWh/año)
Central	44.375	140
Sur	6.933	21

La oferta de gas natural y energía eléctrica se utiliza para evaluar la cobertura de demanda de estos energéticos y la posible reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en las zonas de interés. De acuerdo con los datos presentados en la **Tabla 125** la cobertura de energía eléctrica en todas las comunas es menor al 1% frente a reducciones de emisiones mayores al 100%.

Tabla 125. *Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica, gas natural y refrigeración en las zonas de interés de Neiva*

Zona de interés	Energía Eléctrica	Gas Natural
	Cobertura (%)	Cobertura (%)
Central	0,4%	>100%
Sur	0,1%	>100%

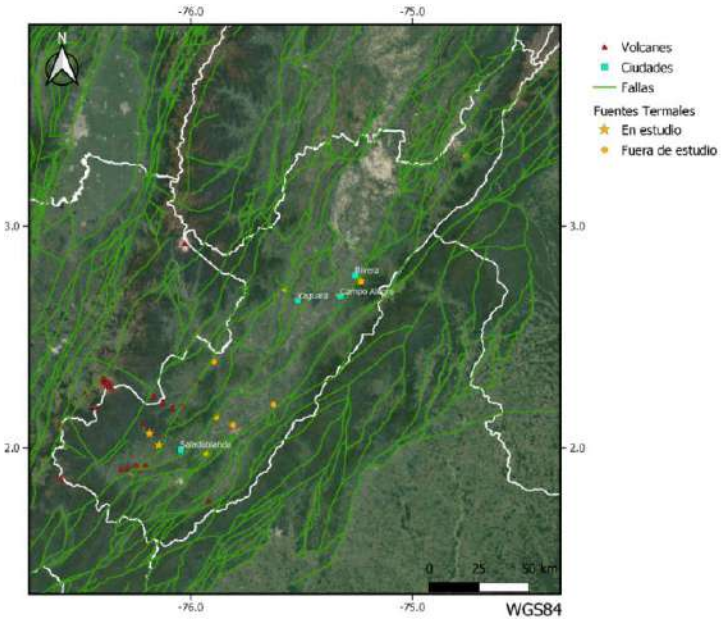
Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, en cuanto a cobertura de gas natural la cobertura y la reducción de emisiones en las dos zonas de interés superan el 100%.

3.9.5 Geotérmica

El área de estudio comprende el departamento de Huila, en éste se analizaron 8 fuentes hidrotermales, divididas en 5 reservorios ya que cumplen con los criterios de proximidad de 50 km de distancia a la ciudad. En la **Figura 59** se presenta la ubicación geográfica de los reservorios analizados.

Figura 59. *Ubicación de fuentes hidrotermales en el departamento de Huila.*



Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con el análisis volumétrico considerando una temperatura anual media mínima es de 23°C y la máxima de 33°C de la ciudad, en la se presentan los reservorios con potencia de generación eléctrica.

Tabla 126. *Estimación potencia generación eléctrica (MW) de los reservorios cercanos a la ciudad de Neiva.*

Código Reservorio	Fuente Hidrotermal	Distancia a la ciudad (km)	Temp esperada (°C)	Uso Propuesto	Potencia generación energía eléctrica (MW_e)	Energía Eléctrica (MWh_e/año)
H-2	Termales del municipio	112	111	Generación eléctrica	0,61	5.377
	Interhuila	40				
	La Palma	72				
H-4	El Rosal (2)	28	108	Generación eléctrica	0,13	1.059

Fuente: Elaboración propia.

Por su parte, la temperatura del recurso geotérmico proporciona un indicativo del tipo de tecnología por utilizar, en relación con las agrupaciones seleccionadas para generación eléctrica. Como regla general se considera que: si la temperatura esperada del recurso es menor de 160°C, se propone su aprovechamiento a través de un ciclo orgánico Rankine.

Debido a la identificación de varias fuentes hidrotermales en el departamento de Huila, se estimó el potencial térmico de las fuentes hidrotermales y/o reservorios que debido al análisis de pérdida de temperatura no son aptas para su aprovechamiento en generación eléctrica, sin embargo, pueden ser usadas para usos directos como invernaderos, procesamiento de alimentos, balneología, secadores industriales, calefacción en zonas frías, entre otras, en las zonas donde se encuentran ubicadas.

Tabla 127. *Estimación potencia generación térmica (MW) de los reservorios cercanos a la ciudad de Neiva.*

Código Reservorio	Fuente Hidrotermal	Distancia a la ciudad (km)	Temp esperada (°C)	Uso Propuesto	Potencia generación Térmica (MW_t)	Reemplazo de Gas Natural (m^3/año)	Reemplazo de Refrigeración (TR/año)
H-1	Piscina de Morelia	21	89	Térmico	18,55	441.510	914.475
	El Rosal (1)	20					
H-3	Aguahedionda	21	56	Térmico	2,75	21.694	175.321
H-5	Vilaco	18	75	Térmico	8,6	124.552	580.447

Fuente: Elaboración propia.

La ubicación de las fuentes hidrotermales y/o reservorios se encuentran en zonas lejanas a áreas urbanas que en su mayoría no cuentan con edificaciones cercanas para su aprovechamiento térmico o son usadas en sitios turísticos como piscinas de agua termal, como es en el caso del reservorio H-1 llamado el Raizón Termales.

3.10 VILLAVICENCIO

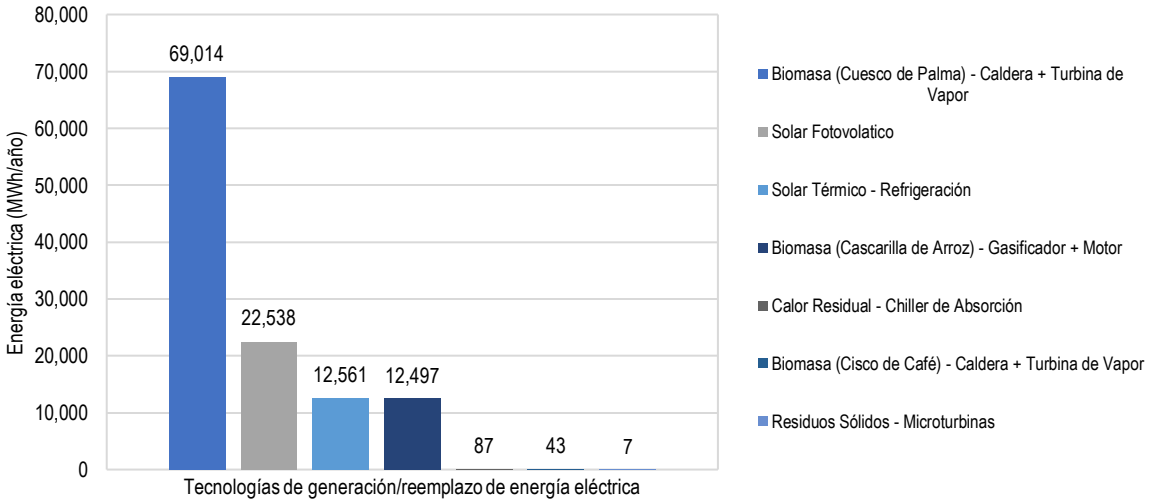
En esta sección se presenta el consolidado de los resultados a partir de la estimación de los potenciales de las energías renovables, reusables y residuales para la ciudad de Villavicencio, los cuales se presentan a detalle en cada una de las subsecciones de cada tipo de energía.

En la **Figura 60** (a) se observa la generación de energía eléctrica (en MWh/año) a partir de energía solar fotovoltaica, térmica refrigeración, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + motor, biomasa (cisco de café) con caldera + turbina de vapor, biomasa (cuesco de palma) con caldera + turbina de vapor y residuos sólidos microturbina. Y en el caso de energía a partir de calor residual chiller de absorción se obtiene una energía de reemplazo de energía eléctrica. Se observa que la tecnología de biomasa (cuesco de palma) tiene una alta generación de energía eléctrica con 69.014 MWh/año, seguido por energía solar fotovoltaica con 22.538 MWh/año, solar térmico para refrigeración con una generación de 12.561 MWh/año, biomasa (cascarilla de arroz) con 12.497 MWh/año, biomasa (cisco de café) con 43 MWh/año, residuos sólidos con microturbinas con 7 MWh/año. Por otro lado, el reemplazo de energía con chiller de absorción es de 87 MWh/año.

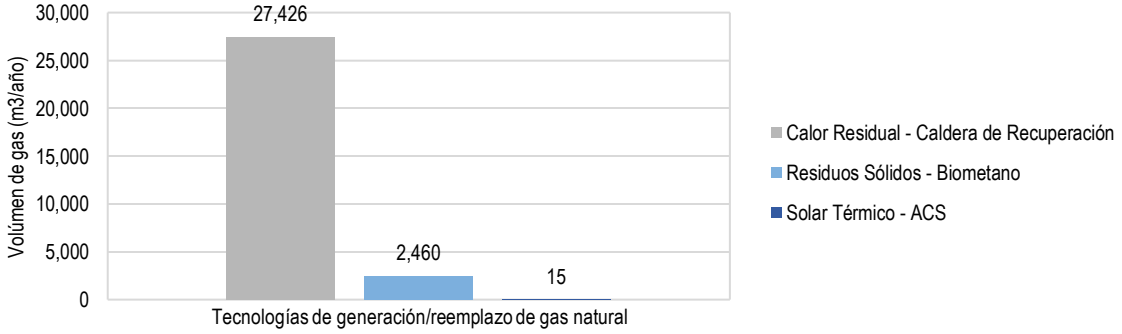
Asimismo, en la **Figura 60** (b) se observa generación de gas natural por medio de residuos sólidos con biometano y energía solar térmica – ACS. De igual manera, el reemplazo de gas natural por medio de calor residual con caldera de recuperación. En esta se observa como la tecnología de reemplazo de gas natural por medio de caldera de recuperación de 27.426 m^3/año, seguido por residuos sólidos por biometano tiene una generación de 2.460 m^3/año de gas natural y por último el sistema térmico ACS con 15 m^3/año de gas natural.

En la **Figura 60** (c) se presenta la generación de frío por medio de la tecnología de biomasa (cuesco de palma) con caldera + turbina de vapor + chiller con una generación de 115.023.443 TR/año, biomasa (cuesco de palma) con caldera + chiller con 56.260.212 TR/año, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + motor + chiller con una generación de 21.244.580 TR/año, biomasa (cascarilla de arroz) con gasificador + caldera + chiller con una generación de 12.175.465 TR/año, caldera + chiller con una generación de 12.463 TR/año, chiller de fuego directo 8.393 TR/año y las microturbinas + chiller una generación de 8.388 TR/año.

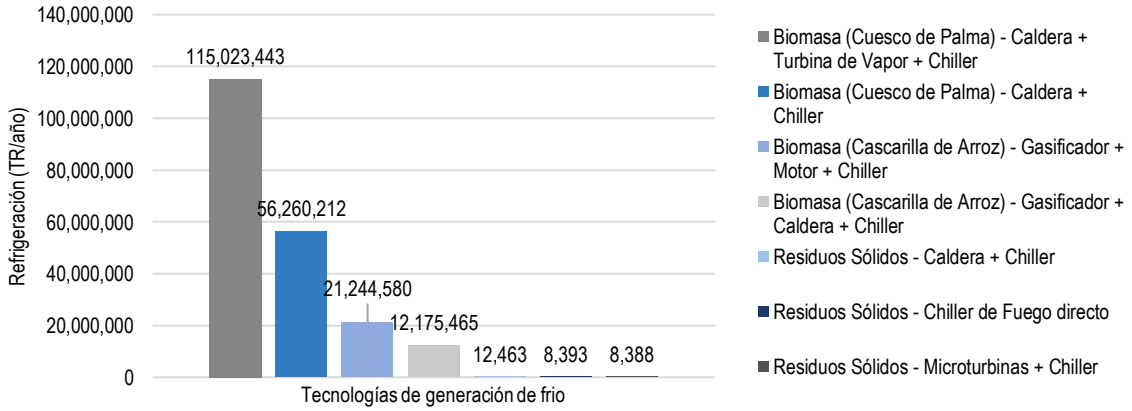
Figura 60. *Generación/reemplazo de (a) energía eléctrica, (b) gas natural y (c) refrigeración en Villavicencio*



(a) Generación o reemplazo de energía eléctrica



(b) Generación o reemplazo de gas natural



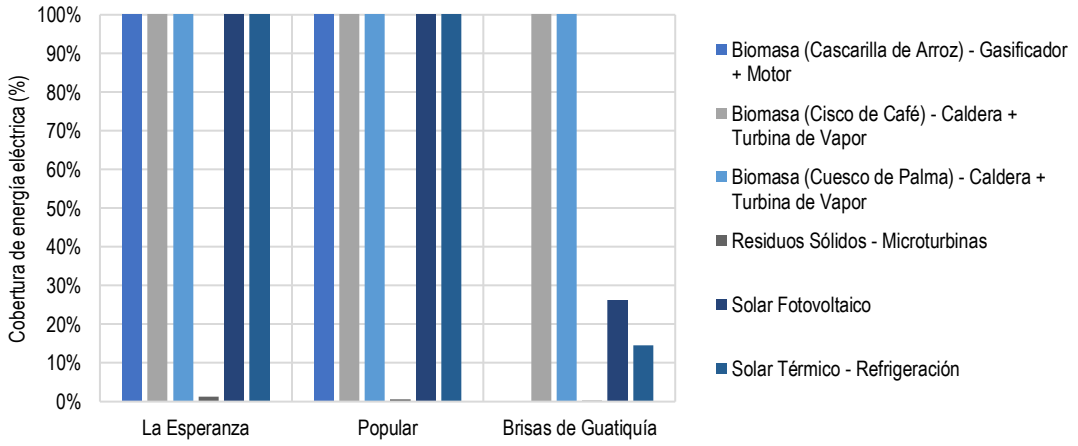
(c) Generación de frio

Fuente: Elaboración propia

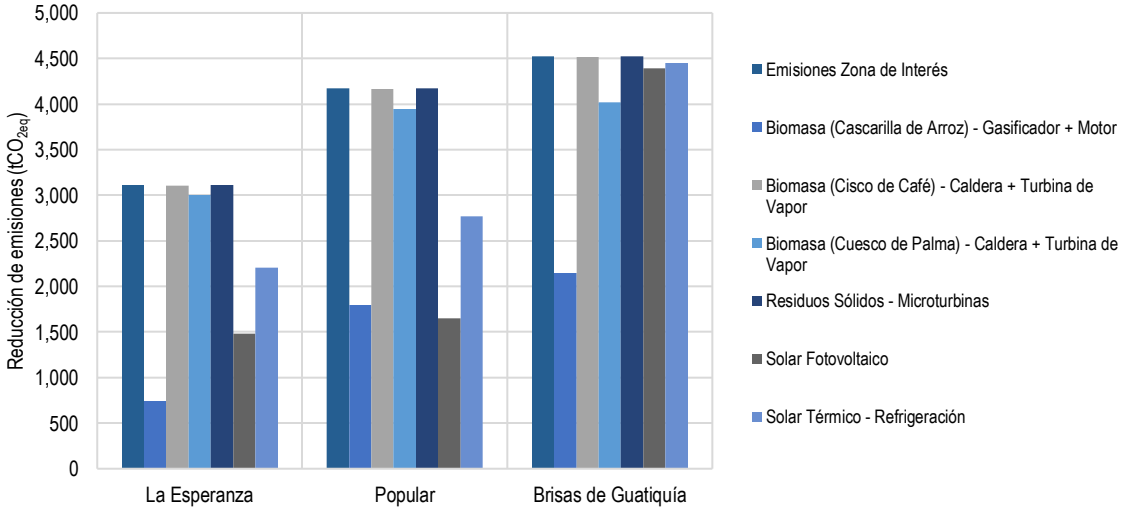
Por otro lado, se realiza el análisis de la cobertura de la demanda de los Distritos Térmicos de acuerdo con las tres zonas de interés con mayores emisiones para la evaluación de reducción de emisiones GEI mediante Distritos Térmicos.

En la **Figura 61** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de energía eléctrica de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 61** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés. Para el sistema solar fotovoltaico, donde se tiene una cobertura mayor al 100%, se plantea un escenario de venta de energía eléctrica a la red.

Figura 61. *Cobertura de la demanda (a) y reducción de emisiones (b) por energía eléctrica Villavicencio*



(i) Cobertura de la demanda de energía eléctrica en el distrito térmico

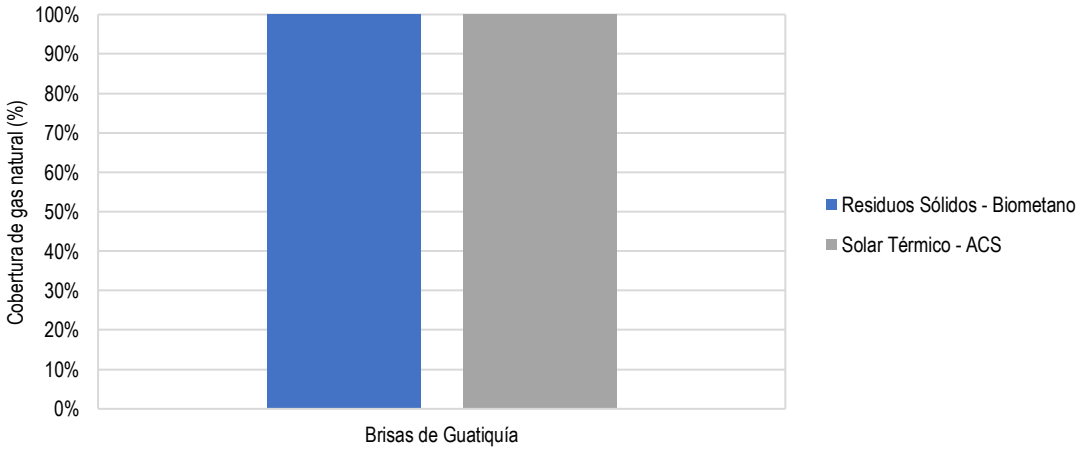


(j) Reducción de emisiones debido al uso de energía eléctrica en la zona de interés

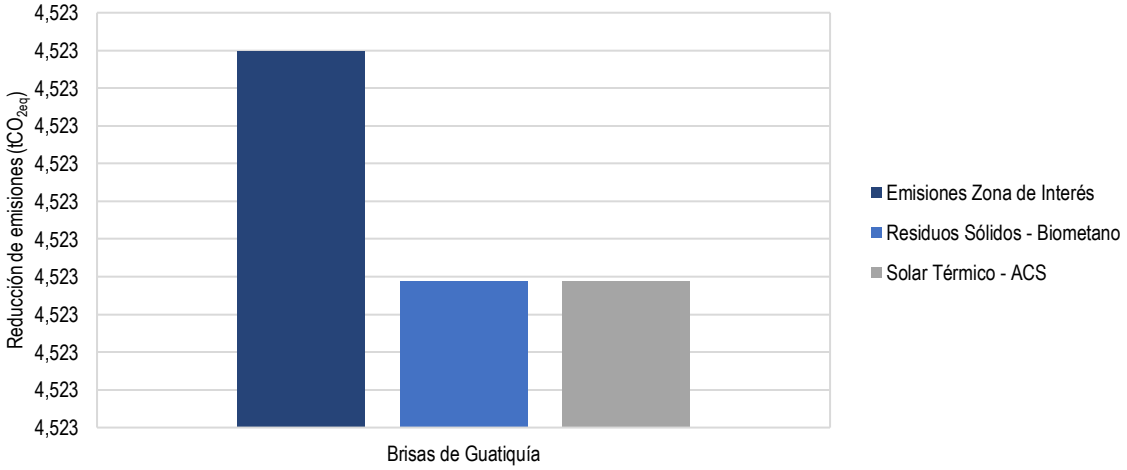
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 62** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de gas natural de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 62** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI de gas natural por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés. Cabe resaltar que, en cuanto a la disponibilidad de residuos sólidos con biometano, esta se considera que todo el caudal disponible para su uso se entrega en un 100% a la demanda de cada una de las zonas de interés, es decir, que su potencial no se fracciona para cada zona.

Figura 62. *Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por gas natural en Villavicencio*



(i) Cobertura de la demanda de gas natural en el distrito térmico

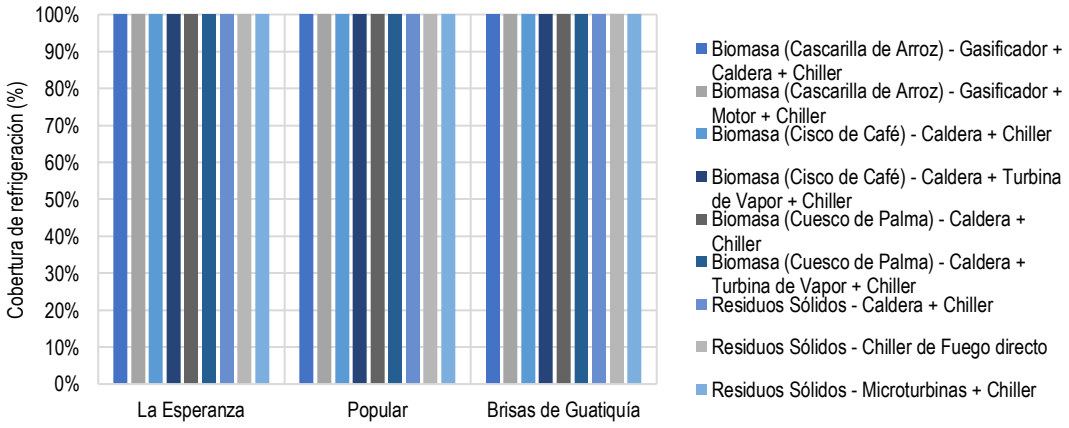


(j) Reducción de emisiones debido al uso de gas natural en la zona de interés

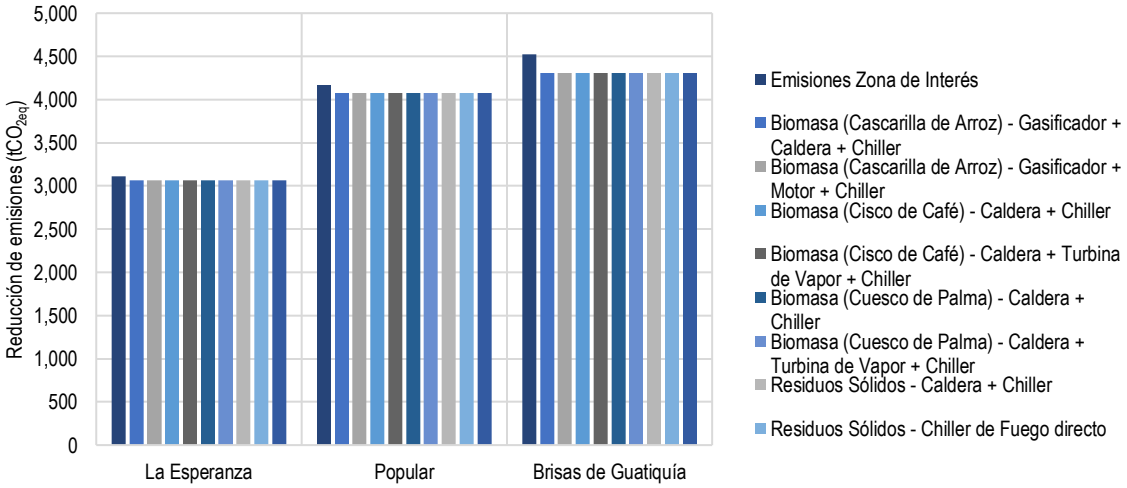
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 63** (a) se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda de refrigeración de los Distritos Térmicos para las diferentes tecnologías con potencial de aprovechamiento, mientras que en la **Figura 63** (b) se presenta la reducción de emisiones GEI de refrigeración por la utilización de este tipo de energías renovables en las zonas de interés.

Figura 63. *Cobertura de la demanda y reducción de emisiones por refrigeración en Villavicencio*



(i) Cobertura de la demanda de refrigeración en el distrito térmico



(j) Reducción de emisiones debido al uso de refrigeración en la zona de interés

Fuente: Elaboración propia

3.10.1 Energía Solar

El aprovechamiento de energía solar para la ciudad de Villavicencio se analiza para sistemas fotovoltaicos, térmicos con ACS y térmicos con refrigeración. A continuación, se muestran los resultados de generación para cada uno de estos sistemas en las zonas de interés inicialmente seleccionadas. Adicionalmente, se hace la relación con la demanda del potencial distrito térmico, en zonas de interés de la ciudad de Villavicencio y se halla el porcentaje de aportación y cantidad de emisiones de CO2 que dejara de emitir por la utilización de alguna de estas tecnologías.

- **<u>Energía producida sistema solar fotovoltaico</u>**

Los resultados de los tres tipos de tecnología analizados para la ciudad se muestran en las siguientes tablas. En estas tablas se muestran, las tres zonas de interés analizadas y el total de la ciudad. En la **Tabla 128** se muestra la energía producida para las zonas de interés Brisas de Guatiquia, Popular y La Esperanza de la ciudad de Villavicencio.

***Tabla 128**. Energía producida (MWh/año) sistema FV en zonas de interés, Villavicencio*

Solar Fotovoltaica	Total, ciudad	Brisas de Guatiquia	Popular	La esperanza
Energía producida (MWh/año)	22.538	693	13.266	8.580

Fuente: Elaboración propia.

Para el sistema solar térmico de ACS, en la **Tabla 129** se muestra los m3 diarios que puede entregar el sistema a cada una de las zonas interés de la ciudad y los m3 de gas generados anuales para este tipo de tecnología en Villavicencio.

***Tabla 129**. ACS (m^3) solar térmico, Villavicencio*

Solar térmica ACS	Total, ciudad	Brisas de Guatiquia	Popular	La esperanza
ACS diario (m^3/día)	3.247	100	1.911	1.236
ACS anual (m^3 gas/año)	5.636.637	173.207	3.317.657	2.145.773

Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 130** se muestra la tecnología solar térmico para sistemas de refrigeración, donde se pueden notar las toneladas de refrigeración máximas anuales a entregar en cada zona de interés de la ciudad de Villavicencio y la energía eléctrica producida para este tipo de tecnología.

***Tabla 130**. Solar térmico refrigeración (toneladas refrigeración – TR), Villavicencio*

Solar térmica refrigeración	Total, ciudad	Brisas de Guatiquia	Popular	La Esperanza
Toneladas de refrigeración (TR/año)	3.824	117	2.251	1.456
Energía eléctrica refrigeración (MWh/año)	12.561	386	7.393	4.782

Fuente: Elaboración propia.

- **<u>Ahorros esperados anuales por sistema solar</u>**

El ahorro esperado anual para cada uno de los sistemas solares analizados para cada zona de interés y el total de la ciudad de Villavicencio, se muestran en la siguiente tabla.

***Tabla 131**. Ahorro esperado total Villavicencio*

Ahorro esperado (M COP/año)	Total	Brisas de Guatiquia	Popular	La esperanza
Energía solar FV	16.250	499	9.565	6.186
Energía solar térmica ACS	9.582	294	5.640	3.648
Energía solar térmica refrigeración	9.056	278	5.330	3.448

Fuente: Elaboración propia.

3.10.2 Biomasa y Residuos Sólidos

En el departamento del Meta se identificó la presencia de los cultivos de arroz, café y palma de aceite en los municipios de Villavicencio, Restrepo, Cumaral, Acacías y Guamal, los cuales se encuentran a una distancia menor a 50km de la ciudad de interés. En la **Tabla 132** se presenta la cantidad de residuo de cada uno de los cultivos presentes, así como su potencial energético y la estimación de generación de energía eléctrica a partir de la gasificación en el caso de la cascarilla y de la combustión y posterior uso en una turbina de vapor para el caso del cisco de café y el cuesco de palma.

Tabla 132. *Disponibilidad y estimación de generación eléctrica a partir de residuos en Villavicencio*

Residuo	Cantidad de residuos (t/año)	Potencial Energético (MJ/t)	Generación Eléctrica (MWh/año)
Cascarilla de arroz	14.663	214.231.058	10.113
Cisco de café	28	550.466	54
Cuesco de palma	42.053	887.323.702	86.268

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, para el relleno sanitario Parque Ecológico Reciclante en la **Tabla 133** se presenta la identificación de la generación de biogás que corresponde a 2.321.400 m^3/año lo cual representa un potencial total de 12.147 MWh/año. Al utilizar el potencial de biogás disponible en el relleno transformándolo en energía eléctrica e inyectándolo a la red se estima una generación eléctrica 5.102 MWh/año. En el caso de Villavicencio no se encontraron datos de generación de biogás para los años 2020 y 2021, se destaca que a partir de los resultados hallados para 2019 el relleno sanitario Parque Ecológico Reciclante ocupa el noveno lugar dentro de las ciudades estudiadas gracias a su potencial.

Tabla 133. *Generación eléctrica a partir de biogás en Villavicencio*

Parámetro	2019
Generación de biogás (m^3/año)	2.321.400
Potencial energético (MWh/año)	12.147
Generación eléctrica (MWh/año)	5.102

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados indican que, en la ciudad de Villavicencio, el potencial de residuos sólidos y de biomasa puede ser aprovechado a partir de diferentes rutas para la obtención de energía eléctrica, vapor y refrigeración. Para la ciudad de Villavicencio existe la disponibilidad de cascarilla de arroz, cisco de café y cuesco de palma que permiten la obtención de energía eléctrica de 12.496, 42 y 69.014 MWh_e/año respectivamente con las rutas presentadas en la **Tabla 134**. Adicionalmente, con estas biomasas se puede generar refrigeración que supera incluso los 115 millones de TR y finalmente vapor con 46.119 ton vapor/año.

Tabla 134. *Rutas de aprovechamiento para el biogás en la ciudad de Villavicencio*

Ruta	Producto	Cantidad	Unidades
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Motor	Energía eléctrica	12.496	MWhe/año
Biomasa (Cisco de Café) - Caldera + Turbina de Vapor	Energía eléctrica	42	MWhe/año
Biomasa (Cuesco de Palma) - Caldera + Turbina de Vapor	Energía eléctrica	69.014	MWhe/año
Residuos Sólidos - Microturbinas	Energía eléctrica	7	MWhe/año
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Caldera + Chiller	Refrigeración	35.012	TR/año
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Motor + Chiller	Refrigeración	21.244.579	TR/año

Ruta	Producto	Cantidad	Unidades
Biomasa (Cisco de Café) - Caldera + Chiller	Refrigeración	35.012	TR/año
Biomasa (Cisco de Café) - Caldera + Turbina de Vapor + Chiller	Refrigeración	71.581	TR/año
Biomasa (Cuesco de Palma) - Caldera + Chiller	Refrigeración	56.260.211	TR/año
Biomasa (Cuesco de Palma) - Caldera + Turbina de Vapor + Chiller	Refrigeración	115.023.442	TR/año
Residuos Sólidos - Caldera + Chiller	Refrigeración	8.387	TR/año
Residuos Sólidos - Chiller de Fuego directo	Refrigeración	8.392	TR/año
Residuos Sólidos - Microturbinas + Chiller	Refrigeración	12.463	TR/año
Biomasa (Cascarilla de Arroz) - Gasificador + Caldera	Vapor	46.119	Ton vapor/año

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, si el biogás se transforma en biometano y es aprovechado en microturbinas puede obtenerse energía eléctrica, el valor estimado es de 7 MWh_e/año. Al evaluar el mismo potencial en otras rutas para la obtención de toneladas de refrigeración se obtienen valores de hasta 12 mil TR/año.

3.10.3 Calor Residual

3.10.3.1 Estimación de calor residual a nivel ciudad

El potencial de calor residual originado en el sector manufacturero de la ciudad de Villavicencio proviene de las actividades económicas de otras industrias manufactureras y la elaboración de productos alimenticios. Los resultados indican que la comuna con mayor potencial energético corresponde a Brisas de Guatiquía con 3.115 MWh/año. Seguidamente y con un potencial dos veces menor se encuentran las comunas Popular y Centro con 1.629 y 1.360 MWh/año; por otra parte, Nueva Granada y Villa Suárez presentan los menores potenciales con 477 y 63 MWh/año.

El calor residual disponible en cada una de comunas de Villavicencio puede ser utilizado en una caldera de recuperación o en un chiller de absorción obteniendo calor útil por rango de temperatura, en este caso se asume el potencial a nivel ciudad hace referencia a calor de desecho de media temperatura con valores entre 100 y 400 ºC. El uso del chiller de absorción se traduce en un reemplazo esperado de energía eléctrica de 1.811 MWh_e/año en toda la ciudad y en el caso de la caldera de recuperación en un reemplazo esperado de gas natural de 573.474 m^3/año. En la **Tabla 135** se presenta la estimación de para cada tecnología en cada una de las comunas de Medellín.

Tabla 135. *Reemplazo de gas natural y energía eléctrica a nivel ciudad en Villavicencio*

División Política	Reemplazo gas natural (m^3/año)	Reemplazo de energía eléctrica (MWhe/año)
Comuna 3 Brisas de Guatiquía	189.341	598
Comuna 5 Popular	98.993	313
Comuna 2 Centro	82.661	261
Comuna 7 La Esperanza	58.642	185
Comuna 8 Araguaney	55.991	177
Comuna 6 Caney	55.069	174
Comuna 1 Nueva Granada	28.975	92
Comuna 4 Villa Suárez	3.803	12

Fuente: Elaboración propia

Tanto en los resultados de reemplazo de energía eléctrica y de gas natural, se obtienen los valores mayores en la comuna Brisas de Guatiquía con 598 MWh_e/año y 189.341 m^3/año respectivamente; en segundo lugar, se encuentra la comuna Popular con 313 MWh_e/año y 98.993 m^3/año, en los últimos lugares se encuentran las comunas 6, 1 y 4.

3.10.3.2 Estimación de calor residual en las zonas de interés

El potencial de calor residual en las zonas de interés para evaluación de Distritos Térmicos tiene en cuenta la oferta de calor residual por parte del sector manufacturero y comercial como las edificaciones de alojamiento y de hospitales. En el caso de Villavicencio el total del potencial proviene de hospitales ubicados en la Comuna 2 Centro con un total de 496 MWh/año que solo pertenece a calor residual de media temperatura.

Para el aprovechamiento de este calor de desecho se evalúa el uso de un chiller de absorción y una caldera de recuperación permitiendo estimar el reemplazo de energía eléctrica y gas natural respectivamente. Como se observa en la **Tabla 136Tabla 95** los resultados indican que la Comuna Centro es la zona de interés con mayor reemplazo de energía eléctrica y gas natural con 1.657 MWh_e/año y 548.716$m^{3/}$año, seguido de la Comuna 2 con 106 MWh_e/año y 33.521 m^3/año.

Tabla 136. *Reemplazo de gas natural y energía eléctrica en las zonas de interés de Villavicencio*

Zona de interés	Reemplazo de gas natural	Reemplazo de energía eléctrica (MWh/año)
Centro	27.426	87

La oferta de gas natural y energía eléctrica se utiliza para evaluar la cobertura de demanda de estos energéticos y la posible reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en las zonas de interés. De acuerdo con los datos presentados en la cobertura de energía eléctrica en todas las comunas es menor al 0% frente a reducciones de emisiones mayores al 100% en las Comunas 5 y 8 y del 51% en la comuna 3.

Tabla 137. *Porcentaje de cobertura de la energía eléctrica, gas natural y refrigeración en las zonas de interés de Villavicencio*

Zona de interés	Energía Eléctrica	Gas Natural
	Cobertura (%)	Cobertura (%)
Centro	0,4%	26%

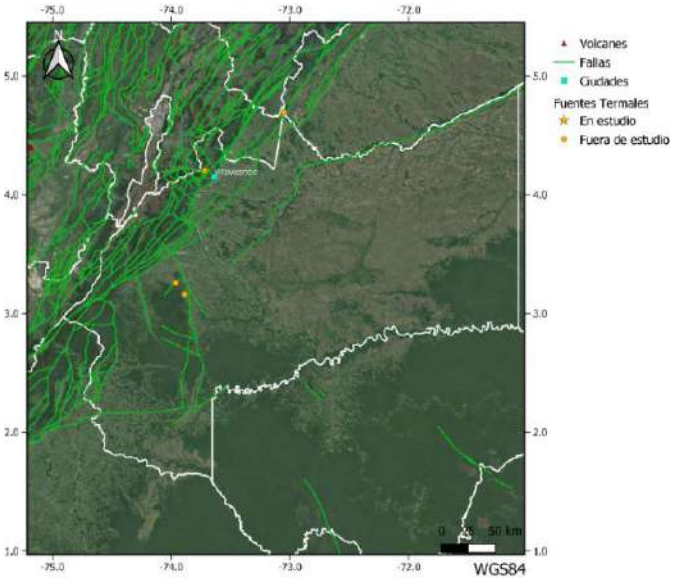
Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, en cuanto a cobertura de gas natural las comunas 5 y 8 presentan coberturas del 70 y 47% respectivamente y reducción de emisiones mayores al 100%, en contraparte la comuna 3 la cobertura es del 8% y la reducción de emisiones del 79%.

3.10.4 Geotérmica

Para la ciudad de Villavicencio, se analiza el potencial del termal Boques de Viena ya que cumple con el criterio de ubicación para su aprovechamiento de la ciudad, ver **Figura 64**.

Figura 64. *Ubicación de fuentes hidrotermales en el departamento de Meta.*



Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con el análisis volumétrico considerando una temperatura anual media mínima es de 21°C y la máxima de 31°C de la ciudad, en la se presentan los reservorios con potencia de generación térmica en sitio. La ubicación de las fuentes hidrotermales y/o reservorios se encuentran en zonas lejanas a áreas urbanas que en su mayoría no cuentan con edificaciones cercanas para su aprovechamiento térmico o son usadas en sitios turísticos como piscinas de agua termal, como es en el caso del reservorio M-1 llamado Aguas Termales Pozo Térmico.

Tabla 138. *Estimación potencia generación térmica (MW) de los reservorios cercanos a la ciudad de Villavicencio.*

Código Reservorio	Fuente Hidrotermal	Distancia a la ciudad (km)	Temp esperada (°C)	Uso Propuesto	Potencia generación energía térmica (MW_t)	Reemplazo de Gas Natural (m^3/año)	Reemplazo de Refrigeración (TR/año)
M-1	Bosques de Viena	12	135	Generación eléctrica	0,31	105	19

Fuente: Elaboración propia.

4. ANÁLISIS TÉCNICO Y DE COSTOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES, REUSABLES Y RESIDUALES

En esta sección se presenta los análisis para cada una de las energías renovables teniendo en cuenta los costos de inversión de las tecnologías para su aprovechamiento, la tarifa, retorno de la inversión simple en años y las emisiones enfocadas a ciclo de vida en cada una de las diez ciudades de Colombia.

En cuanto a la energía eólica se realiza un análisis de un planteamiento de parques eólicos para las ciudades de Cartagena y Barranquilla, ya que son las ciudades que presentan mayor potencial de viento por su ubicación geográfica. El análisis incluye selección de posibles terrenos sin considerar factores técnicos o ambientales que puedan presentarse en estos puntos seleccionados, las características de medición que se tendrían que realizar si un parque eólico fuera puesto en marcha en estas posibles áreas, la generación de energía eléctrica (MWh/año) y un análisis sencillo de costos de inversión y tarifas asociadas al uso de este tipo de energía.

4.1 ENERGÍA EÓLICA

Los aerogeneradores se caracterizan por ser de eje horizontal o de eje vertical para el aprovechamiento de viento. Su ficha técnica especifica cada una de estas características relevantes a la hora de seleccionar cada uno de estos aerogeneradores, como lo es, potencia, diámetro del rotor, altura de la torre o nivel de sonido producido por el mismo.

Para este estudio se seleccionaron los dos tipos de tecnología en aerogeneradores y a continuación se muestran las características técnicas de cada uno de ellos.

Tabla 139. *Especificaciones técnicas de aerogeneradores*

Referencia	Marca	Tipo	Potencia	Diámetro	Altura	Nivel de sonido
			kW	m	m	dB
AGW 100	WEG	Eje horizontal	100	24,4	37	55
E-48	Enercon	Eje horizontal	800	48	50	102,5
SE9315	SANY	Eje horizontal	1500	93	80	106
G80	GAMESA	Eje horizontal	2000	90	100	106
WIND +25,3	BORNAY	Eje horizontal	6	4	2	45
DS 700	ETNEO	Eje vertical	1	-	-	50
ATLAS 4.0	TESUP	Eje vertical	4	-	-	30

Fuente: Elaboración propia.

Estos aerogeneradores de eje horizontal y alta potencia generan contaminación auditiva por su gran tamaño. Esta contaminación es generada de cuatro maneras, la primera por la rotación generada por el rotor de la turbina, la segunda por el batimiento o choque que tiene el viento con los perfiles de la estructura, la tercera cuando las palas pasan cerca de la torre y cuarta el tren de potencia del aerogenerador según (SENER, 2022).

Según la secretaria de energía y la OMS (SENER, 2022)hay niveles sonoros aceptables de legislaciones europeas como límite de 65 dB durante el día y de 55 dB durante la noche. En Colombia el ministerio de salud y protección social (MINISTERIO DE SALUD Y PROTECCIÓN SOCIAL, 2015) establece que durante las horas del día en zonas residenciales el ruido permitido no debe superar los 65 dB, en zonas comerciales e industriales

hasta 70 dB y en zonas de tranquilidad 45 dB, mientras que en horas de la noche el máximo permitido en zonas residenciales es de 45 dB, en zonas comerciales e industriales entre 60 y 75 dB, y en tranquilidad 45 dB. Por esta razón, estos aerogeneradores de gran tamaño deben ser localizados en una zona a las afueras de cada ciudad para evitar contaminación auditiva por este tipo de tecnología. El ministerio ambiental (Ministerio de Ambiente, 2006) según la resolución 627 de 2006 establece unos estándares de niveles auditivos permitidos según clasificación por sectores.

El sector A, corresponde a hospitales, bibliotecas donde los niveles de ruido durante el día no pueden exceder los 55 dB y en la noche los 50 dB. Sector B, que hace referencia a zonas residenciales, universidades, colegios, centros de estudio que el nivel de ruido durante el día no puede superar los 65 dB y en la noche los 55 dB. El sector C, que hace referencia a centros comerciales, almacenes, bares, restaurantes, gimnasios, oficinas que tienen niveles de ruido permitido en el día de 65 a 80 dB y en la noche entre 55 y 75 dB. Y el sector D, que incluye zonas suburbanas, sitios destinados a explotación agropecuaria, recreación y descanso que durante el día tienen niveles de ruido de 55 dB y en la noche de 50 dB.

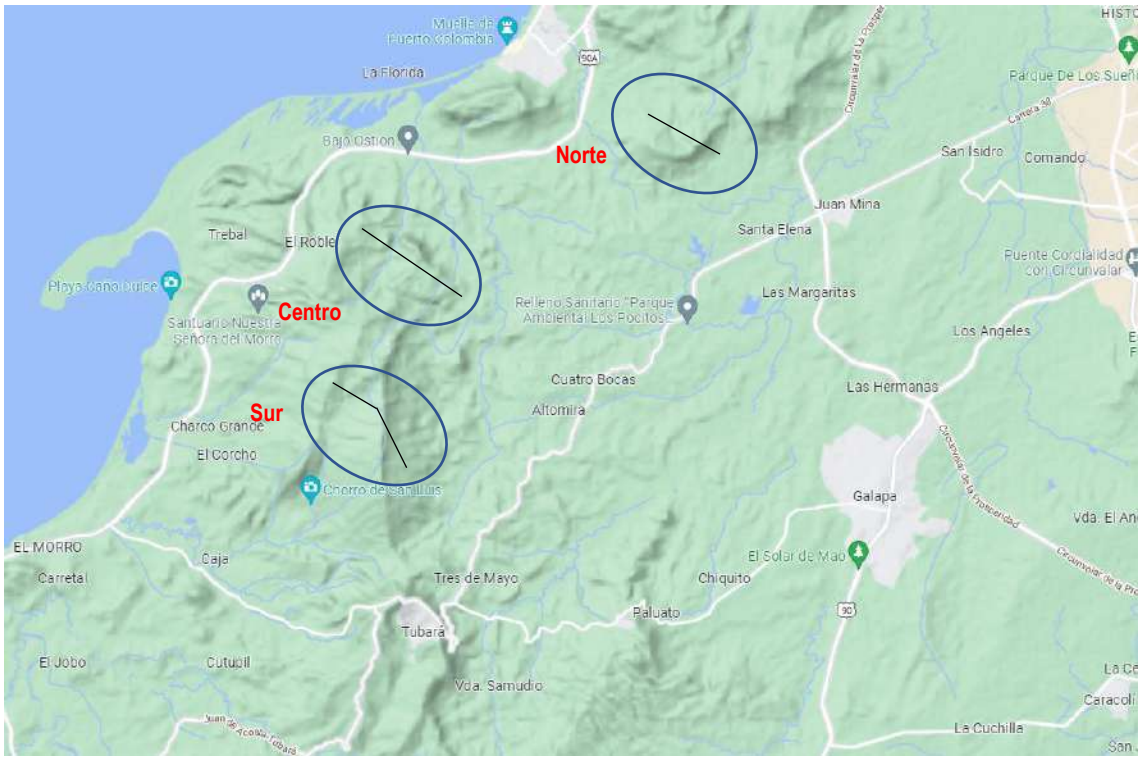
Para este estudio se plantea un análisis general de un parque eólico para las ciudades de Cartagena y Barranquilla, debido a que estas dos ciudades se caracterizan por tener una ubicación de alto aprovechamiento de viento durante todo el año. La construcción de este parque eólico parte inicialmente de conocer qué tipo de aerogenerador sería el más adecuado, en este caso, se escoge el aerogenerador GAMESA de 2 MW, debido a que tiene una mayor potencia y es de los más comerciales en el mercado y su generación seria altamente aprovechada en las ciudades costeras de Cartagena y Barranquilla.

La disponibilidad del terreno en estas ciudades debe cumplir con las siguientes características:

- Ser un terreno a las afueras de la ciudad, no debe cumplir con un área mínima para la instalación de los aerogeneradores.
- Debe ser un terreno que tenga algún tipo de elevación para mejorar la captación de viento de los aerogeneradores instalados y no debe tener relieve aguas arriba o aguas abajo del sitio por posible creación de turbulencias del parque eólico.
- Adicionalmente, ser un terreno sin núcleos poblados cercanos o sin obstáculos naturales o sierras en la dirección predominante del viento que para la ciudad de Barranquilla seria N-NE.

Para el parque eólico en la ciudad de Barranquilla se proponen las siguientes ubicaciones potenciales para el montaje de una instalación de aerogeneradores de multi-megavatio como se observa en la **Figura 65**. Las líneas sobre puestas hacen referencia al layout (distribución) de los aerogeneradores en cada sitio.

Figura 65. *Ubicación potencial parque eólico Barranquilla*



Fuente: (Google Maps Relieve, 2022)

Una vez se define las zonas donde sería posible realizar la instalación de estas plantas eólicas, se procede a realizar los trabajos de estimación del recurso, microsite y site Assessments. Este procedimiento incluye:

- Medición del recurso en la zona → Se debe instalar una torre de medición eólica, con una altura mínima de 40-50 m, pero es recomendable que la altura de la torre sea la altura del buje de los aerogeneradores considerados, es decir, superior a 80 m de altura. En esta torre se deben instalar los siguientes equipos:

    - Dos anemómetros a diferentes alturas y al menos uno de ellos en la altura máxima de la torre.
    - Dos veletas, instaladas a diferentes alturas para conocer la dirección del viento en la zona.
    - Sensores de temperatura y presión
    - Datalogger conectado a todos los equipos, con una memoria suficiente para almacenar los datos durante varios meses
    - Las medidas de velocidad y dirección del viento deben ser tomadas como mínimo cada 2 segundo, con promedio diez minútales, midiendo velocidad máxima, mínima y desviación estándar
    - Medición de datos durante al menos 1 año.
    - En cuanto a la instalación, medición y almacenamiento de la información se pueden seguir las recomendaciones de la norma IEC 61400-12 respecto a la medición de curva de potencia.

- Estimación de recurso y localización de aerogeneradores:
    - Con un año de medición de datos de viento de diez minútales se establece un comportamiento estacional necesario para la estimación del recurso. Esta información se debe combinar con un programa de simulación como WAsP u otros similares con datos de la zona como

- Mapa digitalizado de la zona con curvas de nivel no mayores a cinco metros, este mapa debe cubrir la zona donde se realiza la medición y la zona donde se plantea la instalación del parque eólico.
- Mapa de rugosidad de la zona definiendo las principales incidencias en cuanto accidentes del terreno, como bosques, obstáculos, construcciones, etc.

- Esta información permitirá generar un mapa de energía para la localización de los aerogeneradores, los cuales deben cumplir con requisitos como:
  - Estar orientados de forma perpendicular a la principal dirección del viento (N-NE)
  - La distancia entre aerogeneradores deberá considerar el tipo de aerogeneradores a instalar y ser mayor de 2,5 diámetros de rotor.
  - Se debe considerar las restricciones con respecto a núcleos poblados, infraestructuras existentes (redes eléctricas, gasoductos, carreteras, etc.) y restricciones medioambientales generales.
  - Conforme a la potencia considerada y terreno disponible se realiza un Layout en las posiciones con mayor densidad de energía.

- Una vez establecido el Layout y las condiciones de contorno, se utiliza el programa de simulación para realizar una estimación de la energía disponible, para ello es necesario introducir la curva de potencia adaptada a la densidad de la zona, esto permitirá realizar una primera estimación que en función de la calidad de los datos podrá dar una estimación de energía con un P50 de probabilidad.

En cuanto a la potencia a instalar y teniendo en cuenta la dirección predominante del viento y las distancias en cada región considerada, se podrían establecer layouts distribuidos de la siguiente forma:

Zona Norte: **5-6** aerogeneradores de **2.0 MW** por tanto una potencia total entre 10 y 12 MW

Zona Centro: **6-8** aerogeneradores de **2.0 MW** por tanto una potencia total entre 12 y 16 MW

Zona Sur: **12-15** aerogeneradores de **2.0 MW** por tanto una potencia total entre 24 y 30 MW

Estos primeros pasos permitirán definir un estado preliminar de viabilidad de un parque eólico en cada una de las zonas de estudio, posterior a esto es necesario realizar una serie de estudios y proyectos que certificarán la factibilidad de dicha explotación, como pueden ser:

- Estudio geológico y topográfico del terreno, para determinar la capacidad portante del terreno y la obra civil necesaria para la construcción de la cimentación, los caminos de acceso y demás movimientos de terreno necesarios.
- Estudio medio ambiental, que abarca las especies y las afecciones tanto a fauna como a la vegetación en la zona.
- Estudio de ruido, para determinar la afección a núcleos poblados.
- En algunos casos, dependiendo de la legislación, se podrán requerir estudios de impacto visual, estudios de sombras, afecciones sobre migraciones de especies endémicas, etc.
- Diseño de la línea de evacuación eléctrica, definiendo la distancia de la línea eléctrica necesaria para la evacuación, así como las necesidades de la subestación a construir.
- No menos importante es el estudio y desarrollo del plan de transporte de los aerogeneradores a la zona donde se plantea instalarlos, teniendo en cuenta que las dimensiones de los aerogeneradores actuales exceden las capacidades de transporte de la mayoría de las carreteras y de los transportes usados habitualmente.

Por último, una vez considerados los procesos anteriores, debe tenerse en cuenta todos los trámites administrativos conformes a la legislación colombiana y las correspondientes subastas de capacidad para

desarrollar un proyecto de generación de este tipo. Por tanto, se estaría hablando de un proceso de varios años de desarrollo, en la mayoría de los casos más de 5, con un presupuesto superior a los 1.5 M$ por cada MW considerado, y este coste puede incrementarse sustancialmente en función del coste de los permisos, importación de equipos, cumplimiento de las restricciones locales y condiciones de la red eléctrica que se deban cumplir.

En el caso de Cartagena, el proceso de definición de la zona puede ser aún más complejo dado el valor turístico de la zona y las condiciones de ciénagas alrededor del área considerada como se muestra en **Figura 66**. Las líneas sobre puestas hacen referencia al layout (distribución) de los aerogeneradores del sitio.

Figura 66. *Ubicación potencial parque eólico Cartagena*

Fuente: (Google Maps Relieve, 2022)

En la zona de Cartagena, teniendo en cuenta los mismos criterios, se tendría espacio para la instalación entre **20 a 25** aerogeneradores de 2.0MW con un total entre **40-50 MW**.

La producción estimada para este tipo de aerogeneradores en las zonas indicadas estaría entre 3.800 y 4.000 horas, manteniendo esta cifra como estimación para la producción de un aerogenerador tipo, las perdidas por estelas, fenómenos de obstáculos y rugosidad, las perdidas estarían entre un 9% y un 12% (layout lineales con distancias de 3 diámetros). Adicionalmente unas pérdidas eléctricas de entorno al 3% por las líneas de media tensión entre el parque y la subestación de parque. Con esto se tendría una producción media entre 3.240 horas equivalentes y 3.530 horas equivalentes. Esta sería una estimación de P50, sin considerar perdidas adicionales establecidas por la capacidad de red, regulaciones externas o perdidas por la línea de evacuación.

Por lo tanto, la producción de energía para los parques eólicos propuestos en estas dos ciudades se muestra en la siguiente tabla, junto con las emisiones de ciclo de vida con un valor de 0,01417 tonCO2/MW para aerogeneradores mayor a 2 MW.

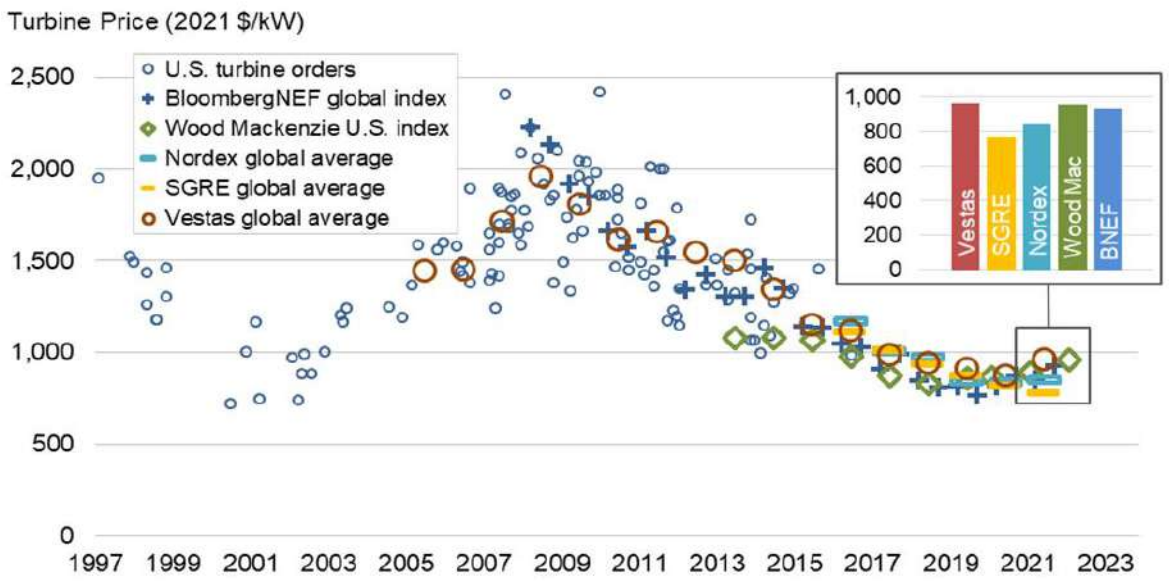
Tabla 140. *Energía producida parque eólico*

Ciudad	Zona	Coordenadas		Cantidad de aerogeneradores	Energía producida (MWh/año)	Emisiones ciclo de vida (tonCO2eq)
Barranquilla	Norte	10°57'42"N	74°56'16"W	5	32.400	459
Barranquilla	Centro	10°56'25"N	74°59'04"W	6	38.880	551
Barranquilla	Sur	10°54'33"N	74°59'59"W	12	77.760	1.102
Cartagena	Norte	10°35'16"N	74°24'10"W	20	129.600	1.836

Fuente: Elaboración propia.

Los precios considerados para este tipo de desarrollos se han incrementado sustancialmente en los últimos meses, dada la situación de las empresas fabricantes de aerogeneradores, por tanto, es conveniente realizar un ajuste al alza de los precios de referencia que se tienen en el mercado internacional. A continuación, en la **Figura 67** se presenta la evolución de precio de los aerogeneradores en Estados Unidos.

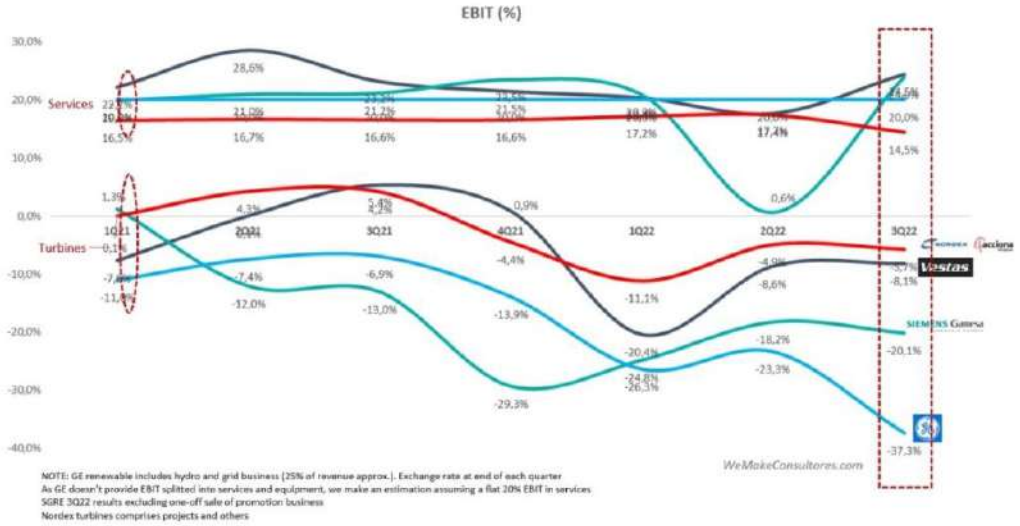
Figura 67. *Evolución precio aerogeneradores en Estados Unidos*



Fuente (Energy efficiency & Renewable Energy, 2022)

Asimismo, se presenta en la **Figura 68** la evolucion de servicios y venta de aerogeneradores onshore para diferentes empresas.

Figura 68. *Evolución de fabricantes de venta y servicios de aerogeneradores onshore*

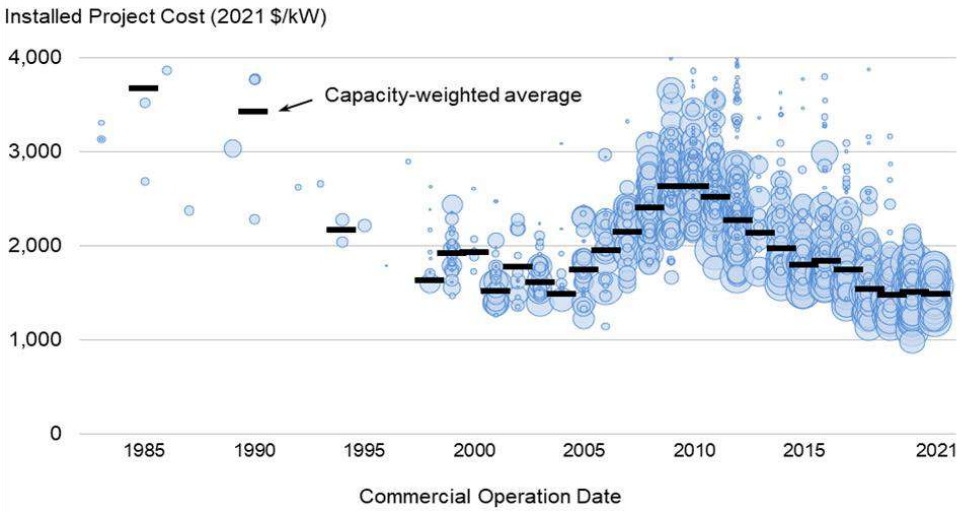


Fuente (WeMake Consultores, 2022)

Por lo tanto es previsible un aumento de precio de entre un 30 y un 40% el precio de los aerogeneradores. Este aumento estará en linea con el aumento de costes de la obra civil tanto por material como por maquinaria y costes de combustible.

Manteniendo la relación 70/30 en cuanto al precio del aerogenerador y el EPC (Precio de construcción, obra civil, infraestructura) necesario para la instalación; entendemos que se podría establecer un presupuesto aproximado para la instalación de aerogeneradores en estas zonas, sin contar factores locales como puede ser aranceles, costes de importación, transportes especiales. En la **Figura 69** se presenta la evolución del costo de instalación total para proyectos eólicos.

Figura 69. *Evolución de precio de instalación de proyecto total con aerogeneradores*



Fuente (Energy efficiency & Renewable Energy, 2022)

Por lo tanto, para un caso de instalación de un parque eólico se tendrian los siguientes costos de inversión como se muestran en la siguiente tabla

Tabla 141. *Costo de inversión para un parque eólico*

Precio aerogenerador (M USD/MW)	Precio EPC (USD/MW)	Precio total instalación (M USD)	Proyecto Barranquilla – 10 MW (M USD)	Operación y Mantenimiento (USD/año) *2% año valor inversión
1,3	557.000	1,857	18,57	371.400

Fuente: Elaboración propia.

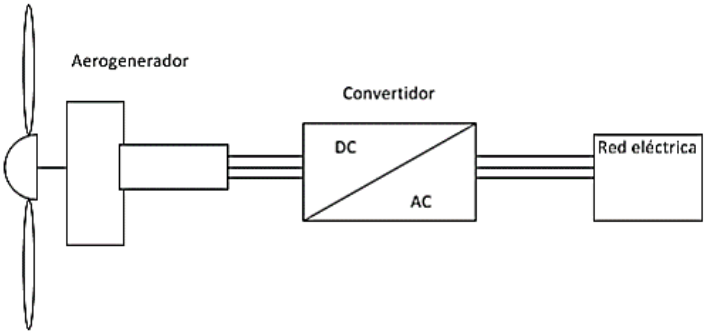
Con esta aproximación y las estimaciones medias de producción el coste de la energía producida en 20 años que es la media de vida certificada de los aerogeneradores.

Entre 38$/MWh a 42$/MWh, esto se debe comparar con el precio medio del mercado spot en Colombia para tener una referencia de cuánto puede aportar el sistema a la red y cuál puede ser el bit y la tasa de retorno con los precios a los que se vendería la energía en el mercado.

Sin embargo, existen tecnologías de mini eólica que tienen un alto crecimiento de uso en zonas internas de la ciudad y de fácil instalación. Este tipo de tecnología se caracteriza por cubrir la demanda de uno o más sitios a los que no se puede tener fácil acceso a la red eléctrica. Así como su bajo costo de instalación, ocupa poco espacio y su impacto ambiental y acústico es inferior a aquellas tecnologías de alta potencia analizada previamente. Este tipo de energía eólica tiene una ventaja a la hora de su instalación a comparación del montaje que requiere un parque eólico, esto se debe a que la tecnología mini eólica puede ser puesta en edificios, sitios específicos de techos dentro de la ciudad y su infraestructura de conexión y almacenamiento no tiene muchos requisitos para su puesta en marcha.

Como se muestra en la **Figura 70**, la instalación de mini eólica tiene un sistema bastante sencillo de instalación a red en cualquier sitio de instalación de este tipo de tecnología.

Figura 70. *Conexión de sistema de mini eólica*



Fuente: (Mario Fernando Tituaña, 2015)

Aunque la explotación del recurso eólico más común se configura con la construcción de parques eólicos de generación de energía eléctrica de manera comercial, hay otra serie de aplicaciones que pueden ser de utilidad como complemento a los requerimientos energéticos de diferentes aplicaciones como pueden ser los consumos locales o de distritos térmicos.

En el caso concreto de distritos térmicos, se considera que la aportación de energía debe ser directa a la fuente del consumo, por lo que no se contempla la posibilidad de parques eólicos al uso, dado que sus requisitos tanto de desarrollo como de infraestructuras excede en gran medida las capacidades y necesidades del distrito térmico. Por lo tanto, se consideran explotación que puedan adecuarse a las estructuras existentes y mediante almacenamiento con baterías y el uso de electrónica de potencia, se transforme en energía eléctrica utilizable en dichos distritos.

Para el estudio realizado se han considerado aerogeneradores comerciales tanto de eje axial como de eje vertical, en ambos casos son aplicaciones conocida y que permiten la transformación de la energía del viento considerando metodologías bien conocidas y utilizando los datos comerciales publicadas por los diferentes fabricantes.

Sin embargo, existen tecnologías emergentes para la generación eléctrica a pequeña escala, esta tecnología es la vortex bladeless, un tipo de tecnología que de momento se encuentra en desarrollo. Hace referencia a una base fija y un mástil cilíndrico que oscila libremente de manera perpendicular a la dirección del viento, unido por una varilla de carbono como explica (Vortex Bladeless, 2022).

Figura 71. *Vortex Bladeless funcionamiento.*

Fuente: (Vortex Bladeless, 2022)

Este sistema tiene un funcionamiento que cuando el viento pasa alrededor de una estructura circular, crea vórtices de presión. Esta frecuencia creada en los vórtices se relaciona con la velocidad del viento, y si la estructura donde están puestos tiene una frecuencia de resonancia similar, empieza a oscilar y por tanto absorbe su energía. Esto se conoce como calle de vórtices y resonancia aeroelástica. Para convertir esta energía se utiliza un dispositivo similar a un alternador normal, que consigue una interacción entre bobinas y campos magnéticos generando electricidad por inducción electromagnética sin necesidad de rotación sobre un eje.

Figura 72. *Vortex Bladeless estructura*

Fuente: (Vortex Bladeless, 2022)

En estos momentos el estado de desarrollo de la tecnología está en una etapa precomercialización y por tanto no se disponen de datos de la energía generada en cada equipo en función de las velocidades de viento, por tanto, no es factible el realizar una estimación de energía producida; del mismo modo no se dispone de un coste de comercialización de los equipos. Esto hace que esta tecnología no se puede considerar dentro de este estudio, pero que tiene una gran potencialidad para el aprovechamiento en distritos térmicos en un futuro cuando la tecnología esté en estado comercial.

Por otro lado, está la tecnología aeromine. Es una tecnología desarrollada para la explotación de energía eólica en tejados y terrazas, esta tecnología cuenta con un dispositivo aerodinámico que permite el conducir el flujo de viento y generar una aceleración de este, esto produciría una diferencia de presión sobre una turbina de generación eléctrica (Aeromine, 2022).

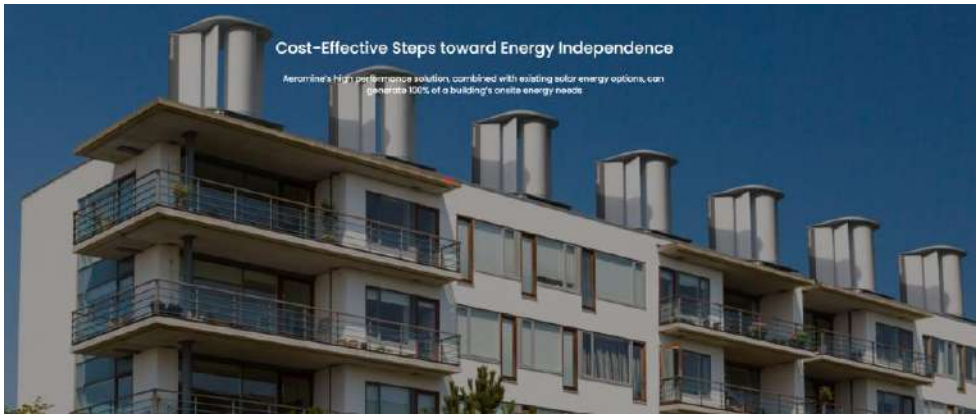
La generación eléctrica de estos equipos igualmente se puede aprovechar con equipos baterías de almacenamiento y electrónica de potencia para suministrar la energía eléctrica directamente con la aplicación final que se le quiere dar.

Figura 73. *Aeromine tecnología aerogenerador*

Fuente: (Aeromine, 2022)

La ventaja de esta aplicación es que permite la utilización en un muy amplio rango de velocidades de viento sin necesidad de consideraciones especiales, y que su configuración aerodinámica sin elementos móviles permite la instalación sin distancias considerables entre los equipos.

Figura 74. *Aeromine aerogenerador*



Fuente: (Aeromine, 2022)

Al igual que la tecnología Vortexless, en este momento no se cuenta con los datos de generación eléctrica en función del viento, pero dado su enfoque de instalación, sería una alternativa a considerar para su aprovechamiento en infraestructuras existentes.

Ambas tecnologías (Aermine y Vortexless) se podrían considerar en una instalación con sistemas de generación fotovoltaica, dado que podrían compartir la misma infraestructura física, así como los mismos sistemas eléctricos tanto de almacenamiento como de conexión a la red eléctrica y de esta manera optimizar la complementariedad de las energías, así como optimizar los costes de generación de energía eléctrica.

Adicionalmente, las diferentes fuentes de energía pueden ser usadas de forma paralela de acuerdo con su potencial, como es el caso de los sistemas híbridos son aquellos que generan electricidad por dos o más fuente de energía renovable. Aunque la suma de potencia de los dos sistemas sea superior a la capacidad de evacuación, la energía vertida nunca puede superar este límite, como lo explica (IBERDROLA, 2021). De esta manera, una planta por ejemplo puede funcionar con sistema fotovoltaico cuando la luz solar sea aprovechable y un sistema eólico para acompañar la falta de recurso solar, garantizando un aprovechamiento y suministro estable y eficiente.

En la siguiente tabla, se muestran algunos casos estudios de sistemas híbridos a nivel mundial que permiten suministrar energía eléctrica en diferentes escenarios.

Tabla 142. *Casos estudio sistemas híbridos*

País	Uso	Tecnología	Referencia
Chile	Primer proyecto hibrido que tendrá una potencia total combinada de 343 MW y una capacidad de producción de 944.727 MWh anuales.	Solar – eólica	(Energía Renovables Periodismo, 2022)
Australia	Proyecto que combina 43,2 MW de energía eólica y 15 MW de energía solar con una batería de 2 MW	Eólico – Solar con sistema de baterías	(El periódico de la Energía, 2021)
España	Aplicación urbana en la ciudad de Tarragona, con un mini aerogenerador de 1800 W y 2 kW en paneles solares	Mini eólica – solar	(KLiux, 2011)

País	Uso	Tecnología	Referencia
España	Vivienda rural en Navarra, con paneles solares y un mini aerogenerador con el apoyo de un equipo electrógeno diésel	Mini eólica – solar	(Alex Fernández Muerza, 2007)
España	En castilla y León se tiene funcionando un sistema mixto de energía solar térmica, biomasa y gas natural en un complejo deportivo. Características de solar térmica 198 m2, biomasa con dos calderas con potencia regulable de 150 kWt y gas natural 300 kWt	Solar térmica – biomasa – gas natural	(Junta de León y Castilla, 2006)

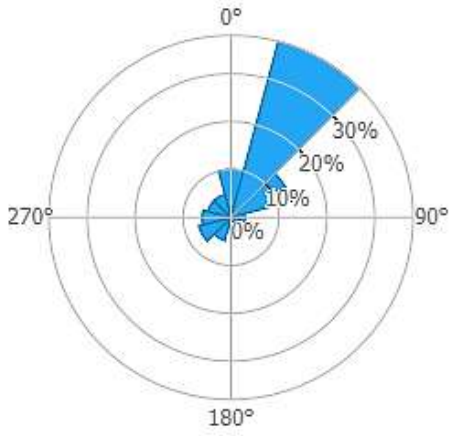
Fuente: Elaboración propia.

Asimismo, se realiza una propuesta de un sistema hibrido (solar fotovoltaica – eólica) para las ciudades de Cartagena, Barranquilla, Bogotá, Cali, Neiva y Cúcuta. Al contarse con disponibilidad de techos analizados y encontrados previamente para el análisis solar, se toman los techos para cada una de las zonas de interés de cada ciudad para hallar la cantidad de mini aerogeneradores que podrían ser instalados en el perímetro de cada techo.

En la **Figura 75** se puede observar la dirección predominante del viento para Cartagena, siendo Noreste. Teniendo esta dirección y los techos de las zonas de interés, se mide de manera perpendicular la cuerda o perímetro donde los mini aerogeneradores estarían ubicados. Asimismo, se considera el efecto estela que pueda ser generado en los techos seleccionados. El efecto estela hace referencia al rastro que deja cada turbina donde las velocidades se reducen, el régimen de viento genera turbulencias adicionales a las ya producidas en el terreno, que afecta a los aerogeneradores cercanos (Vector Renewables, 2023) . Se supone la afección de este efecto tiene unas pérdidas del 4% sobre la energía producida en los layouts de aerogeneradores que se ubican de manera perpendicular a la velocidad del viento, por lo tanto, la turbulencia generada es solo por los aerogeneradores laterales. Mientras que, se supone aquellas ubicaciones de aerogeneradores que no se encuentran de manera perpendicular a la velocidad del viento de la ciudad unas pérdidas de 8% sobre la energía producida, debido a que se crea turbulencia en el flujo que llega a los aerogeneradores.

A continuación, se presentan dos ejemplos de medición de techos en Barranquilla y Cartagena. En el **Anexo 1.2_Ubicación Mini Aerogeneradores** se muestran todos los techos por cada zona de interés y la ubicación que tendrían los mini aerogeneradores.

Figura 75. *Dirección de viento Cartagena*



Fuente (Global Wind Atlas, 2022)

Para la zona de interés UCG 1 se tiene el techo de Carulla Castillo Grande, donde se mide por la herramienta de Google Earth el perímetro donde estarían ubicados los mini aerogeneradores. Conociendo la dirección predominante del viento en la ciudad, este perímetro de techo debe ser medido de manera perpendicular a la dirección del viento. Por lo tanto, en la **Figura 76** se muestra la distancia de aprovechamiento para este techo.

Figura 76. *Techo seleccionado UCG1, Cartagena*

Fuente (Google Earth, 2022)

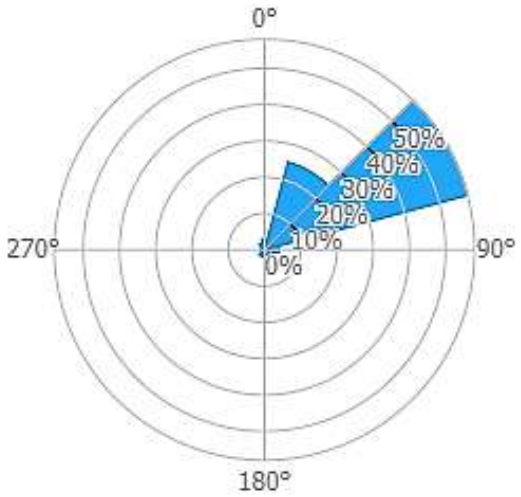
Para la UCG 8 se cuenta con el Makro de Cartagena, donde se realiza el mismo análisis para el techo previamente analizado en la UCG 1 en Cartagena.

Figura 77. *Techo seleccionado UCG8, Cartagena*

Fuente (Google Earth, 2022)

En la **Figura 78** se muestra la dirección de viento predominante para la ciudad de Barranquilla, siendo Noreste. Asimismo, se realiza el mismo procedimiento de análisis de techo para las zonas de interés en la ciudad con techos analizados previamente.

Figura 78. *Dirección de viento Barranquilla*



Fuente (Global Wind Atlas, 2022)

Para la zona de Norte Centro Histórico, se toma como referencia el techo del Centro Comercial Miramar, donde teniendo la dirección del viento predominante en la ciudad de Barranquilla se mide el perímetro de manera perpendicular a esta dirección del viento. En la ***Figura 79*** se muestra la distancia medida para la ubicación de los mini aerogeneradores.

Figura 79. *Techo seleccionado Norte Centro Histórico, Barranquilla*

Fuente (Google Earth, 2022)

Para la zona de Riomar, se toma como referencia Plaza 51 B, donde se realiza el mismo procedimiento que el techo para la zona de interés de Norte Centro Histórico. En la **Figura 80** se muestra la distancia medida para la ubicación de los mini aerogeneradores en la zona de interés

Figura 80. *Techo seleccionado Riomar, Barranquilla*

Fuente (Google Earth, 2022)

Teniendo las distancias medidas y el diámetro de los mini aerogeneradores BORNAY (4 m) se determina una separación de entre 2-3 diámetros entre cada aerogenerador, si el techo no se encuentra de manera perpendicular a la velocidad del viento de la ciudad se considera entre 5-6 diámetros entre cada aerogenerador. Por lo tanto, la cantidad de aerogeneradores por cada ciudad se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 143. *Cantidad de mini aerogeneradores, sistema hibrido*

Ciudad	Zona de interés	Cantidad de aerogeneradores
Barranquilla	Riomar	12
Barranquilla	Norte Centro Histórico	18
Cartagena	UCG 8	17
Cartagena	UCG 1	9
Neiva	Sur	12
Neiva	Central	13
Bogotá	Suba	15
Bogotá	Engativá	14
Bogotá	Kennedy	7
Cali	Comuna 2	17
Cali	Comuna 19	13
Cali	Comuna 17	26
Cúcuta	Nororiental	13

Ciudad	Zona de interés	Cantidad de aerogeneradores
Cúcuta	Centro	9

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se presenta la tabla resumen por ciudad de los costos de inversión (USD), que cuenta con un costo tarifa de energía para sistema para mini aerogeneradores de cada ciudad (USD/kWh), retornos de la inversión simple en años y emisiones de ciclo de vida (tonCO2eq) para este tipo de sistema con un valor de 0,0161 tonCO2/MWh. Donde el precio del mini aerogenerador BORNAY (6kW de potencia) es de 13.420 € por cada aerogenerador (BORNAY Cost, 2022), el costo de O&M de 738 USD, costo de instalación de 2.684 € y transporte y nacionalización de los mini aerogeneradores de 4.026 €.

Tabla 144. *Inversión y retorno simple instalación de sistema con mini aerogeneradores*

Ciudad	Zona de interés	Inversión (USD)	Retorno inversión simple (años)	Emisiones enfocadas a ciclo de vida (tonCO_2eq)
Barranquilla	Riomar	265.716	6	3
	Norte Centro Histórico	398.574	6	4
Cartagena	UCG 8	376.431	9	3
	UCG 1	199.287	10	2
Neiva	Sur	265.716	17	1
	Central	287.859	17	2
Bogotá	Suba	332.145	32	1
	Engativá	310.002	33	1
	Kennedy	155.001	34	1
Cali	Comuna 2	376.431	23	2
	Comuna 19	287.859	23	3
	Comuna 17	575.718	23	1
Cúcuta	Nororiental	287.859	21	1
	Centro	199.287	21	1

Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la **Tabla 144** el retorno de inversión simple en años para la ciudad de Barranquilla y Cartagena esta entre 6-10 años en cada zona de interés de potencial Distrito Térmico. Estas dos ciudades cuentan con un aprovechamiento de viento constante durante todo el año, lo que hace que su generación de energía sea mayor al igual que sus ahorros anuales, por tanto, su retorno de inversión será de pocos años. Por otro lado, las ciudades de Neiva, Bogotá, Cali y Cúcuta son cuatro ciudades que tienen un aprovechamiento de viento el cual no es constante para todos los meses del año, se considera que su aprovechamiento puede ser aproximadamente 6 meses al año y es por esta razón que a pesar de tener potencial de energía producida por mini aerogeneradores los ahorros anuales son bajos y el retorno de la inversión se elevaría entre 17-30 años aproximadamente.

4.2 ENERGÍA SOLAR

La energía solar es uno de los tipos de energías renovables más comúnmente utilizadas actualmente para el cambio climático a nivel mundial. Colombia es uno de esos países que por su ubicación sobre el Ecuador tiene uno de los potenciales solares más altos que se pueda tener en cuanto a obtención de energía por medio del sol.

Para este análisis de energía solar se plantean dos tipos de usos de esta, solar fotovoltaica y solar térmica. Para el sistema solar fotovoltaico, se tiene en cuenta dos empresas analizadas para conocer el costo de implementación para un sistema de 500 kWp donde su precio de tarifa es **$ 936 USD/kWp** para las ciudades de Bogotá, Medellín, Cali y Bucaramanga, tarifa de **$ 950 USD/kWp** para las ciudades de Cartagena, Montería, Barranquilla, Neiva, Villavicencio, Cúcuta para la empresa Hybrytec. Para un mismo sistema de 500 kWp su precio de tarifa es **$ 1.021 USD/kWp** para las ciudades de Bogotá, Medellín, Cali y Bucaramanga, y una tarifa de **$ 1.118 USD/kWp** para las ciudades de Cartagena, Montería, Barranquilla, Neiva, Villavicencio, Cúcuta para la empresa Darwin. Por esta razón, se escoge la empresa Hybrytec para el desarrollo económico del sistema solar fotovoltaico con precios de **936 USD/kWp** y **950 USD/kWp** para cada ciudad mencionada anteriormente. En el **Anexo 2. Energía Solar** se presentan las cotizaciones de las empresas anteriormente mencionadas.

En el **Anexo 7.1** se encuentran los cálculos metodológicos realizados para la parte económica del sistema solar fotovoltaico. A continuación, se presenta la tabla resumen por ciudad de los costos de inversión (USD), costo tarifa de sistema solar fotovoltaico (USD/kWp), retornos de la inversión simple en años y emisiones de ciclo de vida (tonCO2eq) para este tipo de sistema. Para este análisis se tiene en cuenta un precio de 12 USD/kW para O&M. Sin embargo, no se tienen en cuenta incentivos tributarios a la hora de realizar los costos de inversión y retorno de la inversión en años.

Tabla 145. *Cálculos económicos, sistema FV*

Ciudad	Zona de interés	Costo de inversión (USD)	Retorno de la inversión simple (años)	Emisiones enfocadas a ciclo de vida ($tonCO_2eq$)
Bucaramanga	San Francisco	$ 1.719.249	4	23
Bucaramanga	Centro	$ 1.131.169	4	15
Bucaramanga	Oriental	$ 2.100.205	4	28
Bogotá	Suba	$ 4.332.636	5	55
Bogotá	Kennedy	$ 3.535.326	5	45
Bogotá	Engativá	$ 4.786.872	5	60
Cali	Comuna 2	$ 3.859.592	4	50
Cali	Comuna 17	$ 6.228.012	4	81
Cali	Comuna 19	$ 3.344.791	4	44
Medellín	La candelaria	$ 3.326.923	4	45
Medellín	Poblado	$ 1.711.048	4	23
Medellín	Belén	$ 2.699.269	4	37
Montería	Comuna 5	$ 2.851.738	4	37
Montería	Comuna 3	$ 1.673.091	4	22
Montería	Comuna 8	$ 3.428.271	4	44
Neiva	Sur	$ 4.845.549	4	60
Neiva	Central	$ 1.052.077	4	13

Ciudad	Zona de interés	Costo de inversión (USD)	Retorno de la inversión simple (años)	Emisiones enfocadas a ciclo de vida ($tonCO_2eq$)
Villavicencio	Brisas de Guatiquia	$ 528.234	5	6
Villavicencio	Popular	$ 10.117.961	5	114
Villavicencio	La esperanza	$ 6.544.030	5	74
Cartagena	UCG 8	$ 2.954.254	3	43
Cartagena	UCG 1	$ 1.155.738	3	17
Barranquilla	Norte Centro Histórico	$ 2.709.514	3	39
Barranquilla	Riomar	$ 2.284.368	3	33
Cúcuta	Centro	$ 1.931.958	4	24
Cúcuta	Noriental	$ 3.139.813	4	39

Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 146** se presentan los costos de inversión (USD) asociados a la cobertura de la demanda del Distrito Térmico, costo de implementación de sistema térmico para ACS de **715 (USD/m²),** retorno en años de la inversión simple y las emisiones enfocadas a ciclo de vida ($tonCO_2eq$) para este tipo de sistema. En el Anexo 7.5 se presentan los cálculos metodológicos para este sistema.

Tabla 146. *Cálculos económicos, sistema térmico ACS*

Ciudad	Zona de interés	Costo de inversión (USD)	Retorno de la inversión simple (años)	Emisiones enfocadas a ciclo de vida (tonCO2eq)
Bucaramanga	San Francisco	$ 901.948	17	135
Bucaramanga	Centro	$ 751.501	17	113
Bucaramanga	Oriental	$ 1.202.054	17	180
Bogotá	Suba	$ 6.890.118	13	1.298
Bogotá	Kennedy	$ 2.559.187	13	482
Bogotá	Engativá	$ 2.165.466	13	408
Cali	Comuna 2	$ 85.021	10	17
Cali	Comuna 17	$ 47.665	10	9
Cali	Comuna 19	$ 74.953	10	15
Medellín	La candelaria	$ 8.852.844	13	1.776
Medellín	Poblado	$ 4.553.048	13	913
Medellín	Belén	$ 7.182.675	13	1.441
Montería	Comuna 5	$ 567.823	16	99
Montería	Comuna 3	$ 64.652	16	11
Montería	Comuna 8	$ 322.959	16	56
Neiva	Sur	$ 12.634	11	2
Neiva	Central	$ 6.234	11	1
Villavicencio	Brisas de Guatiquia	$ 123	22	0
Cartagena	UCG 8	$ 2.554.292	14	472
Cartagena	UCG 1	$ 3.004.853	14	555

Ciudad	Zona de interés	Costo de inversión (USD)	Retorno de la inversión simple (años)	Emisiones enfocadas a ciclo de vida (tonCO2eq)
Barranquilla	Norte Centro Histórico	$ 1.036.078	12	198
Barranquilla	Riomar	$ 1.052	12	0
Cúcuta	Centro	$ 9.135	13	1
Cúcuta	Noriental	$ 9.721	13	1

Fuente: Elaboración propia.

Para el sistema solar térmico – refrigeración, en el **Anexo 7.4** se encuentran los cálculos metodológicos realizados para la parte económica de este tipo de sistema. A continuación, se presenta la tabla resumen por ciudad de los costos de inversión (USD), costo de implementación de este sistema térmico de refrigeración de **1.900(USD/TR)**, retorno de la inversión simple en años y emisiones enfocadas a ciclo de vida (tonCO2eq) para este sistema, con un factor de emisiones de 0,02 kgCO2/ kWh obtenido de (Beccali et al., 2016) .

Tabla 147. *Cálculos económicos, sistema térmico refrigeración*

Ciudad	Zona de interés	Costo de inversión (USD)	Retorno de la inversión simple (años)	Emisiones enfocadas a ciclo de vida (tonCO2eq)
Bucaramanga	San Francisco	$ 5.947.331	12	28
Bucaramanga	Centro	$ 3.913.009	12	18
Bucaramanga	Oriental	$ 7.265.158	12	34
Bogotá	Suba	$ 14.987.723	9	88
Bogotá	Kennedy	$ 12.229.617	9	72
Bogotá	Engativá	$ 16.559.043	9	97
Cali	Comuna 2	$ 13.351.338	9	82
Cali	Comuna 17	$ 21.544.323	9	132
Cali	Comuna 19	$ 11.570.509	9	71
Medellín	La candelaria	$ 11.508.697	7	72
Medellín	Poblado	$ 5.918.963	7	37
Medellín	Belén	$ 9.337.478	7	58
Montería	Comuna 5	$ 9.719.410	11	53
Montería	Comuna 3	$ 5.702.297	11	31
Montería	Comuna 8	$ 11.684.373	11	64
Neiva	Sur	$ 16.514.798	8	93
Neiva	Central	$ 3.585.732	8	20
Villavicencio	Brisas de Guatiquia	$ 1.800.349	8	8
Villavicencio	Popular	$ 34.484.450	8	148
Villavicencio	La esperanza	$ 22.303.631	8	96
Cartagena	UCG 8	$ 10.068.809	11	58
Cartagena	UCG 1	$ 3.939.035	11	23
Barranquilla	Norte Centro Histórico	$ 9.234.675	10	55

Ciudad	Zona de interés	Costo de inversión (USD)	Retorno de la inversión simple (años)	Emisiones enfocadas a ciclo de vida (tonCO2eq)
Barranquilla	Riomar	$ 7.785.678	10	46
Cúcuta	Centro	$ 6.584.578	11	31
Cúcuta	Noriental	$ 10.701.241	11	50

Fuente: Elaboración propia.

4.3 BIOMASA Y RESIDUOS SÓLIDOS

De acuerdo con las diferentes tecnologías de aprovechamiento expuestas en la metodología para la evaluación del potencial y aprovechamiento de la energía a partir de la biomasa y residuos sólidos en el capítulo 2.3, cada una de las rutas de conversión de la biomasa y el biogás fue evaluada financieramente a partir del retorno simple de la inversión.

En el uso de microturbinas para la generación eléctrica a partir de biometano se utilizó un factor de disponibilidad del 90%, con una inversión de 2.800 USD/kW y un costo de generación de 0,079 USD/kWh dando como resultados para cada una de las ciudades los costos de inversión y años en retorno presentados en la **Tabla 148** en la cual se observan retornos de la inversión que van desde los tres años en Barranquilla, Bucaramanga, Cartagena, Montería y Neiva, hasta los cinco años en Bogotá y Villavicencio.

***Tabla 148**. Cálculos económicos para microturbinas con biometano de residuos sólidos*

Ciudad	Costo de inversión (USD)	Retorno de la inversión simple (años)	Emisiones enfocadas a ciclo de vida (tonCO2eq)
Barranquilla	32.426.856	3	46.748
Bogotá	44.017.050	5	63.457
Bucaramanga	3.054.744	3	4.404
Cali	20.351.885	4	29.340
Cartagena	11.131.850	3	16.048
Cúcuta	13.876.632	3	20.005
Medellín	5.225.553	4	7.533
Montería	1.635.480	3	2.358
Neiva	1.469.160	3	2.118
Villavicencio	2.595	5	4

Fuente: Elaboración propia

En el uso de una caldera con chiller eléctrico para el aprovechamiento del biometano con una inversión de 2.700 US/kW, un factor de planta del 90% y un costo de generación de 0,079 USD/TR dando como resultados para cada una de las ciudades los costos de inversión y años en retorno presentados en la **Tabla 149**, en la cual se observan retornos de la inversión que van desde los cuatro años en Barranquilla, cinco años en Montería y Cartagena, seis años en Neiva, Bucaramanga y Cúcuta, llegando incluso a los 18 años en Bogotá, ciudad en la cual el costo de inversión para el aprovechamiento es mayor alcanzando los 34 millones de dólares.

***Tabla 149**. Cálculos económicos para caldera + chiller con biometano de residuos sólidos*

Ciudad	Costo de inversión (USD)	Retorno de la inversión simple (años)	Emisiones enfocadas a ciclo de vida (tonCO2eq)
Barranquilla	25.263.781	4	188.763
Montería	1.274.203	5	256.231
Cartagena	8.672.830	5	17.782
Neiva	1.144.623	6	118.472
Bucaramanga	2.379.953	6	64.800
Cúcuta	10.811.291	6	80.778
Medellín	4.071.231	7	30.419
Cali	15.856.165	9	9.520
Villavicencio	2.021	13	8.552
Bogotá	34.293.707	18	15

Fuente: Elaboración propia

En el uso de un chiller de fuego directo para el aprovechamiento del biometano con una inversión de 2.170 US/kW, un factor de planta del 90% y un costo de generación de 0,079 USD/TR dando como resultados para cada una de las ciudades los costos de inversión y años en retorno presentados en la **Tabla 150** en la cual se observan retornos de la inversión que van desde los cinco años en Barranquilla, hasta los 39 años en Villavicencio con un costo de inversión para el aprovechamiento de solo 2.309 USD, sin embargo en esta ciudad el potencial presentado en bajo.

***Tabla 150.** Cálculos económicos para chiller de fuego directo con biometano*

Ciudad	Costo de inversión (USD)	Retorno de la inversión simple (años)	Emisiones enfocadas a ciclo de vida (tonCO2eq)
Barranquilla	28.853.897	5	188.873
Montería	1.455.274	6	256.381
Cartagena	9.905.285	6	17.793
Neiva	1.307.280	7	118.541
Bucaramanga	2.718.156	7	64.838
Cúcuta	12.347.633	8	80.826
Medellín	4.649.774	9	30.437
Cali	18.109.409	14	9.526
Villavicencio	2.309	39	8.557

Fuente: Elaboración propia

En el uso de caldera más turbina de para el aprovechamiento del cuesco de palma con una inversión de 7.020 USD/kW, un factor de planta del 90% y un costo de generación de 0,044 USD/kWh dando como resultados para cada una de las ciudades los costos de inversión y años en retorno presentados en la **Tabla 151** en la cual se observan retornos de la inversión de siete años en Neiva, Bucaramanga, Cúcuta, Medellín, Cali y de ocho años en Villavicencio.

Tabla 151. *Cálculos económicos para caldera + turbina de vapor con cuesco de palma*

Ciudad	Costo de inversión (USD)	Retorno de la inversión simple (años)	Emisiones enfocadas a ciclo de vida (tonCO2eq)
Neiva	6.797.293	7	710
Bucaramanga	907.686	7	95
Cúcuta	891.271	7	93
Medellín	306.225	7	32
Cali	1.412.993	7	148
Villavicencio	38.242	8	4

Fuente: Elaboración propia

En el uso de caldera más turbina de para el aprovechamiento del cisco de café con una inversión de 7.020 USD/kW, un factor de planta del 90% y un costo de generación de 0,044 USD/kWh dando como resultados para cada una de las ciudades los costos de inversión y años en retorno presentados en la **Tabla 152** en la cual se observan retornos de la inversión de 6, 7 y 8 años para las ciudades de Bucaramanga, Cúcuta y Villavicencio respectivamente.

Tabla 152. *Cálculos económicos para caldera + turbina de vapor con cisco de café*

Ciudad	Costo de inversión (USD)	Retorno de la inversión simple (años)	Emisiones enfocadas a ciclo de vida (tonCO2eq)
Bucaramanga	4.838.652	6	505
Cúcuta	4.838.652	7	505
Villavicencio	61.450.880	8	6.418

Fuente: Elaboración propia

En el uso de un gasificador acoplado a un motor para el aprovechamiento de la cascarilla de arroz con una inversión de 3607 USD/kW, un factor de planta del 90% y un costo de generación de 0,067 USD/kWh dando como resultados para cada una de las ciudades los costos de inversión y años en retorno presentados en la **Tabla 153** en la cual se observan retornos de la inversión de 8, 9, 10 y 12 años siendo Villavicencio la ciudad con mayores años de retorno a la inversión.

Tabla 153. *Cálculos económicos para gasificador + motor con cascarilla de arroz*

Ciudad	Costo de inversión (USD)	Retorno de la inversión simple (años)	Emisiones enfocadas a ciclo de vida (tonCO2eq)
Cartagena	77.571	8	16
Montería	1.212.067	8	246
Neiva	18.231.463	8	3.706
Bucaramanga	65.880	9	13
Cúcuta	12.761.797	9	2.594
Cali	1.109.246	10	225
Villavicencio	5.717.402	12	1.162

Fuente: Elaboración propia

En el uso de un gasificador acoplado a un motor con un chiller para el aprovechamiento del cascarilla de arroz con una inversión de 5507 USD/kW, un factor de planta del 90% y un costo de generación de 0,067 USD/kWh

dando como resultados para cada una de las ciudades los costos de inversión y años en retorno presentados en la **Tabla 154** en la cual se observan retornos de la inversión de 7, 8, 12 y 17 años siendo Villavicencio la ciudad con mayores años de retorno a la inversión.

Tabla 154. *Cálculos económicos para gasificador + motor + chiller con cascarilla de arroz*

Ciudad	Costo de inversión (USD)	Retorno de la inversión simple (años)	Emisiones enfocadas a ciclo de vida (tonCO2eq)
Cartagena	69.464	7	19
Montería	1.085.383	7	293
Neiva	16.325.929	8	4.410
Bucaramanga	58.994	8	16
Cúcuta	11.427.947	8	3.087
Cali	993.309	12	268
Villavicencio	5.119.825	17	1.383

Fuente: Elaboración propia

En el uso de una caldera más chiller para el aprovechamiento del cuesco de palma con una inversión de 3900 USD/TR, un factor de planta del 90% y un costo de generación de 0,067 USD/TR dando como resultados para cada una de las ciudades los costos de inversión y años en retorno presentados en la **Tabla 155** en la cual se observan retornos de la inversión de 4, 5 y 9 años siendo Villavicencio la ciudad con mayores años de retorno a la inversión.

Tabla 155. *Cálculos económicos para caldera + chiller con cuesco de palma*

Ciudad	Costo de inversión (USD)	Retorno de la inversión simple (años)	Emisiones enfocadas a ciclo de vida (tonCO2eq)
Villavicencio	13.558.397	9	18.401
Bucaramanga	1.067.590	4	1.449
Cúcuta	1.067.590	5	1.449

Fuente: Elaboración propia

En el uso de una caldera más chiller para el aprovechamiento del cisco de café con una inversión de 3900 USD/TR, un factor de planta del 90% y un costo de generación de 0,067 USD/TR dando como resultados para cada una de las ciudades los costos de inversión y años en retorno presentados en la **Tabla 155** en la cual se observan retornos de la inversión de 4, 5, 6 y 9 años siendo Villavicencio la ciudad con mayores años de retorno a la inversión.

Tabla 156. *Cálculos económicos para caldera + chiller con cisco de café*

Ciudad	Costo de inversión (USD)	Retorno de la inversión simple (años)	Emisiones enfocadas a ciclo de vida (tonCO2eq)
Neiva	1.499.741	4	2.035
Cali	311.760	6	423
Bucaramanga	200.270	4	272
Cúcuta	196.648	5	267
Medellín	67.565	5	92
Villavicencio	8.438	9	11

Fuente: Elaboración propia

4.4 CALOR RESIDUAL

De acuerdo con (Farhat et al., 2022) la recuperación de calor residual consiste en recolectar calor que ya no puede utilizarse, trasladarlo a otro lugar para su transformación y aplicación en diferentes entornos; este calor disponible tiene aplicaciones como la generación de más calor o producción eléctrica o mecánica y puede transferirse a temperaturas altas, medias o bajas, teniendo en cuenta que a mayor temperatura se obtiene calor residual de mayor calidad. Gran parte del calor obtenido de diferentes procesos se emite al medio ambiente a través de corrientes de desecho o de escape, por esto recuperar y reutilizar calor residual supone las siguientes ventajas:

- Reducción de costos
- Reducción de consumo de energía
- Reducción de emisiones y contaminación
- Puede resultar en un mayor rendimiento y eficiencia

La necesidad de reducir las emisiones de carbono ha motivado del desarrollo de diferentes métodos de recuperación de calor residual como las calderas de recuperación (o intercambiadores de calor de recuperación) y el chiller de absorción, tecnologías de interés en este proyecto. Los intercambiadores de calor son utilizados para transferir el calor de forma eficiente de un ambiente a otro y la energía térmica recuperada se puede usar tanto en aplicaciones domésticas, comerciales e industriales, así como en la refrigeración; estos suelen tener diferentes categorías acordes con su aplicación, sin embargo, los más populares son los intercambiadoras de calor de placa y de tubos (Farhat et al., 2022). Por otro lado, un chiller de absorción se define como un sistema de ciclo cerrado en el cual se evapora un refrigerante por la acción de un líquido que circula, logrando así enfriar el líquido que suministra calor al refrigerante (Franco Gutiérrez & Isaza Roldán, 2018).

La utilización de una caldera de recuperación para el aprovechamiento del calor residual disponible en cada una de las ciudades y zonas de interés se evaluó financieramente a partir del cálculo del Retorno de la inversión simple utilizando un factor de planta del 60% para una caldera de 1.000 kW_t con un costo de 150.000 US$, lo que se traduce en una inversión de 150 US$/$kW_t$, sin tener cuenta incentivos tributarios a la hora de realizar los costos de inversión y retorno de la inversión en años. Los resultados son presentados en la **Tabla 157** en la cual se observan retornos a la inversión menores a un año en todas las zonas y emisiones de ciclo de vida en toneladas de CO2 equivalentes.

Tabla 157. *Cálculos económicos para caldera de recuperación en calor residual*

Ciudad	Zona de interés	Costo de inversión (USD)	Retorno de la inversión simple (años)	Emisiones de ciclo de vida (tonCO2eq)
Barranquilla	Riomar	76.833	1,02	0,1
Barranquilla	Norte Centro Histórico	829.810	1,02	1,4
Bogotá	Kennedy	238.874	1,68	0,4
Bogotá	Suba	1.333.557	1,68	2,3
Bogotá	Usaquén	217.276	1,68	0,4
Bogotá	Engativá	84.365	1,68	0,1
Bogotá	Chapinero	2.286.215	1,68	3,9
Bucaramanga	La Concordia	29.822	1,22	0,1
Bucaramanga	Centro	257.676	1,22	0,4

Ciudad	Zona de interés	Costo de inversión (USD)	Retorno de la inversión simple (años)	Emisiones de ciclo de vida (tonCO2eq)
Bucaramanga	Oriental	15.741	1,22	0,0
Cali	Comuna 2	36.459	0,97	0,1
Cali	Comuna 17	3.265	0,97	0,0
Cali	Comuna 19	17.762	0,97	0,0
Cali	Comuna 3	820.521	0,97	1,4
Cartagena	UCG 10	3.210	1,12	0,0
Cartagena	UCG 8	683.335	1,12	1,2
Cartagena	UCG 11	5.056.259	1,12	8,6
Cartagena	UCG 1	137.972	1,12	0,2
Cúcuta	Centro	6.922	0,91	0,0
Cúcuta	Nororiental	1.352.807	0,91	2,3
Cúcuta	Centro Oriental	127.913	0,91	0,2
Medellín	Guayabal	2.038.327	1,37	3,5
Medellín	La Candelaria	466.122	1,37	0,8
Medellín	Poblado	1.843.209	1,37	3,1
Medellín	Belén	3.248	1,37	0,0
Medellín	Laureles	72.226	1,37	0,1
Montería	Comuna 3	908	0,95	0,0
Montería	Comuna 5	29.603	0,95	0,1
Montería	Comuna 8	11.321	0,95	0,0
Neiva	Sur	3.256	0,95	0,0
Neiva	Central	20.838	0,95	0,0
Villavicencio	Centro	12.879	1,46	0,0

Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, la utilización de un chiller de absorción se evaluó financieramente utilizando la misma metodología con un factor de planta del 60% para un chiller de 100 TR con un costo de 190.000 US$, lo que se traduce en una inversión de 1.900 US$/TR sin tener en cuenta incentivos tributarios a la hora de realizar los costos de inversión y retorno de la inversión en años. Los resultados son presentados en la en la cual se observan retornos a la inversión menores a un año en todas las zonas

Tabla 158. *Cálculos económicos para chiller de absorción en calor residual*

Ciudad	Zona de interés	Costo de inversión (USD)	Retorno de la inversión simple (años)	Emisiones de ciclo de vida (tonCO2eq)
Barranquilla	Norte Centro Histórico	2.770.234	3	26
Barranquilla	Riomar	257.278	3	275
Bogotá	Chapinero	7.597.733	4	79
Bogotá	Suba	4.408.229	4	438
Bogotá	Kennedy	792.961	4	72
Bogotá	Usaquén	725.015	4	28

Ciudad	Zona de interés	Costo de inversión (USD)	Retorno de la inversión simple (años)	Emisiones de ciclo de vida (tonCO2eq)
Bogotá	Engativá	283.642	4	754
Bucaramanga	Centro	855.640	3	10
Bucaramanga	Oriental	54.669	3	85
Bucaramanga	La Concordia	100.363	3	5
Cali	Comuna 2	120.990	4	12
Cali	Comuna 3	2.748.560	4	1
Cali	Comuna 17	11.338	4	6
Cali	Comuna 19	60.419	4	273
Cartagena	UCG 11	16.827.537	3	1
Cartagena	UCG 8	2.279.001	3	226
Cartagena	UCG 1	479.168	3	1.670
Cartagena	UCG 10	11.149	3	48
Cúcuta	Centro	24.040	3	2
Cúcuta	Nororiental	4.502.140	3	447
Cúcuta	Centro Oriental	428.460	3	43
Medellín	Guayabal	6.797.047	3	675
Medellín	Poblado	6.159.988	3	151
Medellín	La Candelaria	1.525.259	3	611
Medellín	Laureles	244.961	3	1
Medellín	Belén	10.599	3	24
Montería	Comuna 5	101.753	3	0
Montería	Comuna 8	37.948	3	10
Montería	Comuna 3	3.153	3	4
Neiva	Sur	10.911	3	1
Neiva	Central	72.370	3	7
Villavicencio	Centro	44.729	4	4

Fuente: Elaboración propia.

4.5 GEOTÉRMICA

Dadas las evidencias de manifestaciones hidrotermales cercanas a las ciudades objeto del proyecto, se realiza la estimación del potencial geotérmico de las fuentes hidrotermales y/o reservorios de acuerdo con su proximidad que se podría considerar son de una misma alteración termal, ya sea para la generación de energía eléctrica o térmica de acuerdo con el análisis de pérdida de temperatura durante la explotación del recurso.

En el aprovechamiento de reservorio en plantas geotérmicas para la generación de energía eléctrica se utilizó un factor de disponibilidad del 93% y un costo de generación de 6500 USD/kWh dando como resultados para cada una de las ciudades los costos de inversión y años en retorno presentados en la **Tabla 159** en la cual se observan retornos de la inversión que van desde los 17 años en Bogotá, hasta los 18 años en Neiva y Cúcuta.

Tabla 159. *Cálculos económicos de plantas geotérmicas.*

Código del Reservorio	Fuente Hidrotermal	Inversión ($USD)	Payback Simple (años)	Emisiones de ciclo de vida (tonCO2eq)
BG-1	Bavaria	$4.290.000	17	436
CD-1	La Rivera	$1.950.000	18	198
H-2	Termales del municipio Interhuila La Palma	$3.965.000	18	437
H-4	El Rosal (2)	$845.000	18	86
B-1	Aguas de Vichy	$3.575.000	18	364
NS-2	Los Termales El Raizón	$910.000	18	93

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, el uso directo del calor es una de las formas más antiguas, versátiles y comunes de la utilización de la energía geotérmica. Las aplicaciones en baños, calefacción ambiental y distrital, en agricultura, acuicultura y algunos usos industriales constituyen las formas más conocidas de utilización, pero las bombas de calor son las más generalizadas (Portillo, 2019).

En cuanto al aprovechamiento térmico en sitio de las fuentes hidrotermales mediante la tecnología de Bomba de Calor CO^2 con costos de inversión teniendo como referencia el estudio de los costos de inversión a larga escala de bombas de calor para proveer distritos de calentamiento de acuerdo con la capacidad (Pieper et al., 2018) y el chiller de absorción de agua caliente con una tarifa de 2300 USD/TR.

Tabla 160. *Cálculos económicos para*

Código del Reservorio	Fuente Hidrotermal	Bomba de Calor CO^2		Chiller de Absorción Agua Caliente		Emisiones de ciclo de vida
		Inversión ($USD)	Payback Simple (años)	Inversión ($USD/TR)	Payback Simple Bomba de calor + chiller absor (años)	(tonCO2eq)
H-1	Piscina de Morelia	$300.000	0,10	$300.127	3	110
H-3	Aguahedionda	$250.000	2,16	$57.540	3	21
H-5	Vilaco	$200.000	0,27	$190.501	3	70
A-1	Finca los Termales	$200.000	0,76	$146.891	4	0
NS-1	Colegio Seminario Mayor	$200.000	0,43	$163.126	3	54
NS-3	Pozo del Amor	$200.000	0,40	$181.595	3	60
T-1	Pozo Golero	$700.000	0,41	$205.828	3	67
BG-2	Los Lagartos Los Lagartos II	$250.000	0,35	$851.455	4	312
CD-2	Piscina Municipal	$250.000	0,77	$244.609	4	90
CD-3	Qda El Zaque	$250.000	0,21	$116.251	4	43
CD-4	Leonilde - Casa	1.700.000	0,79	$2.537.142	4	931
CD-5	El Establo Santa Mónica Santa Mónica II	$4.000.000	0,27	$10.545.309	4	3.869

Código del Reservorio	Fuente Hidrotermal	Bomba de Calor CO^2		Chiller de Absorción Agua Caliente		Emisiones de ciclo de vida
		Inversión ($USD)	Payback Simple (años)	Inversión ($USD/TR)	Payback Simple Bomba de calor + chiller absor (años)	(tonCO2eq)
CD-6	Santa Inés	$450.000	0,59	$426.944	4	157
CD-7	Soratama	$250.000	0,57	$249.842	4	92
CD-8	Spa H. del Mar	$510.000	0,81	$488.661	4	179
CD-9	Aguas Calientes	$250.000	0,08	$287.532	4	105
CD-10	El Zipa El Zipa 2 Aguas Calientes 2 Aguas Calientes 3 Qda El Zaque	$1.250.000	0,05	$1.842.157	4	676
CD-11	Hacienda Susatá	$250.000	0,13	$43.056	4	16
CD-12	Calderitas	$500.000	0,88	$459.397	4	169
CD-13	Montecillo	$350.000	0,56	$375.728	4	138
CD-14	Gaviotas	$250.000	0,18	$32.092	4	12

Fuente: Elaboración propia.

5. POLÍTICAS E INCENTIVOS NACIONALES EN ENERGÍAS RENOVABLES

Esta sección realiza una descripción de las principales leyes e incentivos para las Fuentes No de Energía Renovable y en materia de transición energética en el país. Debido al extenso número de políticas y normas relacionadas, este análisis se limita a aquellos instrumentos más recientes y que se encuentran actualmente vigentes. En la **Tabla 161** se muestra los incentivos y programas para la estimulación de FNCER y Eficiencia Energética.

***Tabla 161**. Incentivos y programas para la estimulación de FNCER y Eficiencia Energética.*

Tipo de Energía	Ley o Plan de Desarrollo	Año	Descripción	Entidad
Fuentes No Convencionales de Energía Renovable	La Ley 1715 de 2014	2014	Estableció el marco de incentivos para promover el desarrollo y la utilización de las FNCER, así como la gestión eficiente de la energía. Específicamente, la citada ley determina las competencias administrativas de las entidades públicas para la promoción y desarrollo de las FNCER; establece incentivos a la inversión en proyectos de fuentes no convencionales de energía, y crea el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge). De igual manera, la ley contiene elementos para promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda.	la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)
Fuentes No Convencionales de Energía Renovable	Decreto 2205/2017	2017	Descuento del 25% en impuesto de renta para inversiones en control, conservación y mejoramiento del medio ambiente.	EL MINISTRO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE
Fuentes No Convencionales de Energía Renovable	Documento CONPES 3934 Política de crecimiento verde	2018	En 2018 este documento CONPES planteó que para 2030 se impulsaría el aumento de la productividad y de la competitividad económica del país asegurando el uso sostenible del capital natural y la inclusión social, y de manera compatible con el clima. Puntualmente, para el sector energético se definieron acciones orientadas a dinamizar y fortalecer: (i) la implementación de la eficiencia energética; (ii) el etiquetado de vehículos y equipos; (iii) el desarrollo de herramientas para el monitoreo del agua en zonas mineras; (iv) la dinamización de la agenda regulatoria para la inclusión de las FNCER; (v) la evaluación de la creación de un observatorio de energía; (vi) el establecimiento de lineamientos técnicos para la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía, y (vii) el desarrollo de una hoja de ruta para garantizar el despliegue de la infraestructura de medición avanzada. Sin embargo, aunque las acciones incluidas en esta política ya han sido implementadas y aportaron a la solución de problemáticas puntuales en materia de transición energética, tales avances no son definitivos ni finales, por lo que se requiere establecer nuevos lineamientos y acciones para avanzar en hacia la consolidación del proceso de transición.	DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN
Fuentes No Convencionales	Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022	2018	Dispone incentivos y habilitadores con el fin de apalancar el desarrollo y utilización de las FNCER. En primer lugar, los artículos 174 y 175 de la Ley 1955 de 20195: (i) establecen incentivos para la generación de energía eléctrica con fuentes no convencionales, (ii) amplían el plazo para aplicar el	DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN

Tipo de Energía	Ley o Plan de Desarrollo	Año	Descripción	Entidad
de Energía Renovable			beneficio tributario de deducción de renta pasando de cinco a quince años, e (iii) incluye la exclusión automática del Impuesto al Valor Agregado para la adquisición de paneles solares, inversores de energía, y controladores de carga para sistema solares. En segundo lugar, en materia de eficiencia energética, el artículo 292 de la citada ley, obliga a todas las administraciones públicas a realizar una auditoría energética para determinar objetivos de ahorro energéticos a partir de las cuales se definirán medidas de eficiencia energética para reducir el consumo energético. Finalmente, el artículo 2967 de la ley establece que entre el 8 % y 10 % de las compras de energía de los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista deben provenir de FNCER, por medio de contratos estandarizados de largo plazo. El PND 2018 2022 también propone estrategias para promover la modernización, competitividad, mejoras en la regulación y vigilancia, la focalización, y administración de recursos del sector de energía eléctrica	
Fuentes No Convencionales de Energía Renovable	El Plan de Acción Indicativo - Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PAI Proure) 2021 2030	2021	Que presenta las metas indicativas de eficiencia energética del país. Adicionalmente, este documento presenta los avances alcanzados en la materia hasta el momento. El PAI Proure se plantea aumentar el porcentaje de energía útil sobre el consumo total de energía final de 31 % en 2019 a 41,1 % en 2030, así como reducir la intensidad energética del país pasando de 2,23 Terajulios por mil millones de pesos colombianos (TJ/Miles de millones) en 2019 a 1,60 TJ/Miles de millones en 2030. Por último, el PAI introduce las acciones y metas en eficiencia energética para los sectores transporte, residencial, industrial, y terciario. Sin embargo, este programa presenta propuestas y medidas de carácter indicativo y no establece estrategias o acciones de obligatorio cumplimiento para avanzar en eficiencia energética	la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)
Fuentes No Convencionales de Energía Renovable	La Ley 2099 de 2021	2021	Establece lineamientos de política pública para la transición energética del país. Esta ley cambia algunos aspectos de la Ley 1715 de 2014, modificando y ampliando su objetivo. Puntualmente, la ley define el hidrógeno verde y la geotermia como FNCER, al hidrógeno azul como una fuente no convencional de energía, y abre la ventana para la identificación y potencialización de proyectos para reducir las emisiones de GEI. Así también, la ley indica que todas estas tecnologías podrán aplicar a los beneficios consignados en la Ley 1715 de 2014; al tiempo que fortalece el FENOGE ampliando su fuente de recursos y proyectos de financiación, y le asigna la responsabilidad de la creación de una plataforma de información para el registro de proyectos de FNCER y gestión eficiente de la energía (GEE). En cuanto a geotermia, la ley desarrolla medidas para la promoción de exploraciones e investigaciones, y crea el Fondo Único de Soluciones Energéticas con el objeto de articular diferentes fuentes de recursos para financiar acciones de mejora de la calidad del servicio e incrementar la cobertura energética, sustituyendo los actuales fondos eléctricos y de gas. Por último, la mencionada ley establece incentivos a la movilidad eléctrica y lineamientos para la adopción de programas para promover la masificación del uso de vehículos de cero y bajas emisiones.	la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)

Tipo de Energía	Ley o Plan de Desarrollo	Año	Descripción	Entidad
Fuentes No Convencionales de Energía Renovable	La Misión de Transformación Energética la hoja de ruta de la MTE	2021	Contiene propuestas de política pública, regulatoria, y reforma institucional, para fortalecer y modernizar el sector energético. En una primera fase la MTE realizó el análisis de problemáticas y realidades del mercado energético agrupadas en cinco focos de trabajo, que fueron: (i) mercado mayorista; (ii) modernización de la red; (iii) mercado de gas natural; (iv) cobertura de energía y subsidios, y (v) marco institucional y regulatorio. En la segunda fase las temáticas fueron priorizadas para establecer la hoja de ruta para cada foco y actualmente el Ministerio de Minas y Energía, así como entidades responsables de la política energética iniciaron la implementación de medidas con las cuales se espera desarrollar un mercado de energía más competitivo y eficiente. Sin embargo, esta misión presenta recomendaciones de cara al sector energético que no son de obligatorio cumplimiento, por lo que será necesario evaluar las propuestas y proceder a su implementación.	Ministerio de Minas y Energía
Eólica	Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia	2021	Este documento proyecta el potencial del país en esta materia y proporciona recomendaciones en formulación de políticas, planificación, y desarrollo, de proyectos financiables. La hoja de ruta identifica un potencial el desarrollo de 50 gigavatios para proyectos eólicos costa afuera después de analizar diferentes factores, entre ellos, ambientales y sociales. De igual forma, presenta dos escenarios para el despliegue de esta tecnología y establece acciones y recomendaciones para la implementación de cada uno de los escenarios propuestos. Sin embargo, este documento solo presenta recomendaciones y habrá que implementar acciones concretas para avanzar en el despliegue de la energía eólica costa afuera.	Ministerio de Minas y Energía
Fuentes No Convencionales de Energía Renovable	Resolución 40060 / 2021 del MME: Modificaciones a las reglas de la subasta de renovables.	2021	A partir de 2023, los mayoristas del Mercado Mayorista de Energía garantizarán que al menos el 10% de las compras anuales de energía destinadas a atender a usuarios finales provengan de fuentes no convencionales de energía renovable – FNCER.	CREG

Fuente. Elaboración propia basada en (Departamento Nacional de Planeación Ministerio del Trabajo Ministerio de Minas y Energía Ministerio de Comercio Industria y Turismo Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible Ministerio de Transporte Ministerio de Ciencia, 2022)

En la **Tabla 161** se muestran las leyes de incentivos económicos especialmente la Lay 2099 del 2021 mejora y cambia algunos aspectos de la Ley 1715 de 2014, modificando y ampliando su objetivo y reforzando sus incentivos estos cambios en los incentivos tributarios son los siguientes:

- Reducción al impuesto a la renta: se otorga una reducción al impuesto a la renta del 50% del valor total de la inversión realizada en materia de producción de FNCE. La ley 2099 de 2021 incluye 3 modificaciones a destacar: i) Aplica para las inversiones dirigidas a la producción de energía a partir de FNCE, sin mencionar la utilización de estas fuentes como lo hacía previamente la ley 1715. ii) Aplica expresamente para las inversiones en medición inteligente. En el texto de la ley 1715 de 2014 solo se hacía referencia a la gestión eficiente de la energía, sin mencionar ejemplos concretos, como es el caso de la medición inteligente. iii) Cambia el periodo en el que aplica la reducción, pasando de 5 a 15 años contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión.
- Exclusión del IVA en la adquisición de bienes y servicios para el desarrollo de proyectos de FNCE y de gestión eficiente de la energía. La ley 2099 modifica y aclara 3 puntos principales: i) Extiende la exclusión de IVA para acciones y medidas de gestión eficiente de la energía, incluyendo los equipos de medición inteligente. Para el caso de las acciones y medidas de eficiencia energética, estas deberán aportar al cumplimiento de las metas incorporadas en el Plan de Acción Indicativo (PAI) PROURE. Este cambio es importante, por cuanto en el texto inicial de la ley 1715 solo se contemplaba este beneficio para la promoción de FNCE. ii) Se adiciona que este beneficio tributario también es aplicable a todos los servicios prestados en Colombia o en el exterior que tengan destinación a proyectos de FNCE y en acciones de eficiencia energética.
- Incentivo arancelario: exención del pago de derechos arancelarios a equipos que sean destinados a proyectos de generación de FNCE. La ley 2099 introduce las siguientes adiciones: i) Aplica no solo a titulares de nuevas inversiones en proyectos de FNCE, sino también para titulares de acciones y medidas de eficiencia energética que aporten al cumplimiento de las metas definidas en el (PAI) PROURE. ii) Reafirma que este incentivo aplica para la importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos que nos sean producidos por la industria nacional, previa solicitud a la DIAN.
- Incentivo contable. Las actividades de generación de FNCE y de gestión eficiente de la energía gozaran del régimen de depreciación acelerada. La depreciación acelerada consiste en generar un ingreso por impuesto diferido, que se amortiza dependiendo de la vida útil del activo fijo. La ley 2099 establece 2 cambios principales a este incentivo: i) Aplica a acciones y medidas de gestión eficiente de la energía que contribuyan al cumplimiento de las metas dispuestas por el PAI PROURE. ii) La tasa anual de depreciación será no mayor de 33.33% como tasa global anual, modificando la tasa de máximo 20 % que contemplaba el texto inicial de la ley 1715. Dicha tasa puede ser variada por el titular del proyecto, sin exceder dicho limite, y previamente comunicado a la DIAN.

Todos estos incentivos son mecanismos de apoyo del lado de la oferta, donde se busca proporcionar estímulos a la inversión en proyectos de FNCE y de eficiencia energética. Estos mecanismos del lado de la oferta son considerados por la doctrina como subvenciones indirectas, ya que en la medida en que disminuye el porcentaje tributable o se crean exenciones, ese dinero que no se utiliza para el pago de impuestos puede ser destinado para gastos de capital o de operación del proyecto. Por otra parte, es importante mencionar que, para ser beneficiario de los beneficios anteriormente mencionados, la inversión tiene que ser certificada como proyecto de generación de FNCE o como acción de gestión eficiente de la energía por parte de la UPME. Es decir, ratifica que la autoridad ambiental ya no deberá acompañar dicha certificación como se planteaba en inicio en la ley 1715 de 2014, y que fue modificado por la ley 1955 de 2019.

Otros incentivos específicos que introduce la ley 2099 y que van más allá de la promoción e incentivo a la inversión en proyectos de FNCE y de eficiencia energética, es la extensión de varios incentivos tributarios ya

existentes y que a partir del artículo 22 de la ley 2099, ahora le son aplicables a las tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS).

- Descuento del impuesto sobre la renta del art 255 del Estatuto Tributario: derecho a descontar de su impuesto sobre la renta a cargo el 25% de las inversiones que hayan realizado en el respectivo año gravable.
- Exclusión de IVA del artículo 424#16 del Estatuto Tributario: la compraventa de maquinaria y equipos destinado al desarrollo de proyecto que se encuentren registrados en el Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero están excluidos del impuesto de IVA, y, por lo tanto, su venta o importación no causa dicho impuesto
- Depreciación acelerada de que trata el art 14 de la Ley 1715 de 2014.

Para ser beneficiario de dichos beneficios, se deberá registrar el proyecto en el Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero y obtener certificación por parte de la UPME. Dicho avance legislativo es importante por cuanto más allá de reconocer específicos beneficios y régimen especial para las energías renovables, lo extendería a tecnologías orientadas a la transición energética y a disminuir o eliminar las emisiones de CO en la atmosfera. Además de habilitar legalmente un espacio inexplorado por la regulación pero que envíe señales al Gobierno y al regulador de las tecnologías que merecen regulación e incentivo.

Finalmente, vale mencionar que el artículo 55 de la ley 2099 establece que los incentivos tributarios y arancelarios preferenciales aplicables a proyectos de FNCE y de eficiencia energética serán vigentes por un plazo de 30 años, contados a partir del 1 de julio de 2021. Terminado dicho plazo las inversiones, bienes, servicios y supuestos de hechos objeto de dichos beneficios tendrán el tratamiento tributario general. Esta disposición es importante por cuanto recuerda el carácter temporal que están llamados a tener los tratamientos especiales. Dichos tratamientos especiales son creados para corregir fallas del mercado, o para enviar señales claras a los inversionistas del tipo de proyectos e inversiones que son considerados prioridades por parte del Estado. Sin embargo, dicho tratamiento especial está llamado a culminarse cuando la falla de mercado ya no exista, y en este caso, cuando los proyectos de FNCE puedan ser competitivas en el mercado frente a otras fuentes tradicionales (Daniela Aguilar, 2021).

En cuanto a geotermia moderniza las regulaciones para promover y desarrollar la energía geotérmica, protege el Sistema Nacional de Áreas Protegidas SINAP, organiza el registro geotérmico, como referencia para el debido control de este recurso y un medio para mejorar el conocimiento sobre el subsuelo y el potencial geotérmico del país y establece reglas claras sobre monitoreo y sanción por mal uso del recurso.

La ley también fortalece el FENOGE y lo transforma en un vehículo financiero con capacidad y recursos para financiar la transición energética asignándole funciones como : Articular diversos fondos para energías no convencionales en servicios públicos residenciales, micro redes de autogeneración a pequeña escala, alumbrado público con gestión eficiente, financiar planes, programas o proyectos a largo plazo, también financiamiento de inversiones con instrumentos del mercado de capitales y centraliza información sobre proyectos. (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

Asimismo, frente a la revisión de políticas e incentivos en el país para el aprovechamiento de energías renovables, reusables y residuales en la transición energética, existen entidades, empresas que buscan invertir en el desarrollo, investigación y puesta en marcha de este tipo de proyectos.

En Colombia entidades como la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), busca desarrollar y aprovechar los recursos mineros y energéticos para la creación de proyectos y programas para la implementación de eficiencia energética en los sectores del país junto con el apoyo de energías renovables. De igual manera, Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) gestiona,

ejecuta proyectos a nivel nacional con el propósito de mejorar la eficiencia energética y uso de fuentes NO convencionales como por ejemplo energía solar, energía geotérmica y energía eólica.

Sin embargo, existen empresas internacionales que también buscan innovar y apoyar el crecimiento de proyectos de energías renovables en Colombia. Es el caso de Greenwood Energy, una empresa que busca dar soluciones técnico-financieras a empresas comerciales e industriales a nivel de Latinoamérica, con la implementación de proyectos de biomasa, energía solar, energía eólica, cogeneración y biogás. De igual manera, la empresa internacional de Energías de Portugal (EDP Renewables) es líder de innovación de proyectos del sector de energías renovables en Colombia, con energía solar y eólica.

Todas estas empresas tanto locales como internacionales, cumplen un rol importante en la investigación y desarrollo de grandes proyectos que se están realizando actualmente en Colombia y aquellos que se vendrán a instalar en el futuro. En el **Anexo 7. Lista de Actores** se encuentra una lista más detallada de instituciones, que tienen como objeto el estudio, desarrollo y apoyo de proyectos de energías renovables en Colombia.

6. CONCLUSIONES

7. ANEXOS

7.1 ANEXO METODOLOGICO ESTIMACIÓN DE APROVECHAMIETNO ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Para la estimación de aprovechamiento de energía solar fotovoltaica en las zonas de interés de las diez (10) ciudades de Colombia, se realizan cálculos para obtener el porcentaje que cubriría con este tipo de tecnología en las demandas de energía eléctrica de cada una de las zonas de interés y el porcentaje de reducción de emisiones de CO2 por su uso. En el siguiente apartado se muestran los cálculos

- Porcentaje que cubriría la instalación del sistema solar fotovoltaico

$$\boldsymbol{Porcentaje\ de\ sustitución\ FV}\ [\%]\ = \frac{Generación\ FV\ \left[\frac{MWh}{año}\right]}{Demanda\ Electrica\ ZI\ [MWh]}$$

Donde:

Generación FV = Generación de energía por sistema fotovoltaico para las zonas de interés [MWh]

Demanda energía eléctrica = Generación de energía eléctrica en las zonas de interés de cada ciudad con potenciales Distritos térmicos [MWh]

- Toneladas de emisiones que dejara de emitir por sistema FV

$$\boldsymbol{Toneladas\ CO2\ [ton\ CO2]}\ = Generación\ FV\ [MWh] * Factor\ de\ emisiones\ [tonCO2xMWh]$$

Donde:

Generación FV = Generación de energía por sistema fotovoltaico para las zonas de interés [MWh]

Factor de emisiones = Factor de emisiones por energía eléctrica de 0,19 [tonCO_2/MWh] (WWF et al., 2021)

- Porcentaje de reducción de emisiones

$$\boldsymbol{Porcentaje\ de\ reducción\ emisiones}\ [\%]\ = \frac{ToneladasCO2\ emitir\ [tonCO2]}{Emisiones\ GEI\ [tonCO2\ equ]}$$

Donde:

Toneladas CO2 = Toneladas de CO2 que dejara de emitir la utilización de sistemas fotovoltaicos [tonCO2].

Emisiones GEI = Emisiones de GEI para el año 2020 en cada zona de interés para el sector comercial e industrial de acuerdo con la reducción de emisiones GEI mediante Distritos Térmicos, escenario 4 [tonCO2 equivalentes]. (MGM Innova Energy Services & ECOLOGIC CO2CERO, 2022)

7.2 ANEXO METODOLÓGICO CALOR RESIDUAL

En la estimación residual para todas las divisiones políticas en las ciudades se utilizó el consumo de gas natural en cada división. En primer lugar, se calcula el consumo térmico anual consumida a partir de la **Ecuación 1**, en donde el poder calorífico del gas natural corresponde a 0,0102574924 MWh/m^3 y el consumo de gas natural se encuentra expresado en m^3/año.

Ecuación 1. *Energía térmica consumida*

$$Energia_{Térmica\ Consumida} = Consumo_{GN} \cdot Poder\ Calorifico_{GN}$$

Posteriormente, se halla el calor de residual en MWh/año a partir de la **Ecuación 2** multiplicando la energía térmica consumida por 0,30 que representa el porcentaje de calor residual considerado.

Ecuación 2. *Calor de desecho*

$$Calor_{Residual} = Energia_{Térmica\ Consumida} \cdot 0{,}30$$

Cómo resultado se obtiene el calor residual disponible en cada una de las divisiones políticas por ciudad. Posteriormente se realizan cálculos específicos para estimar el calor residual en las zonas de interés

7.3 ANEXO METODOLÓGICO ENERGÍA GEOTÉRMICA

El procedimiento inicial en la evaluación de un recurso geotérmico parte de la estimación de la energía almacenada en el reservorio geotérmico y cuanto de esta es utilizable a través de la aplicación del método volumétrico (Muffler, 1978). Debido a la incertidumbre que la selección de valores conlleva, el método de Montecarlo es comúnmente aplicado con el objetivo de encontrar una distribución estadística de potencial de generación (Sarmiento et al., 2013).

El planteamiento básico consiste en estimar el calor almacenado en la roca y el fluido en el reservorio:

Ecuación 3. *Estimación del calor almacenado en el reservorio.*

$$Q_T = Q_r + Q_W$$

Donde:

Ecuación 4. *Estimación del calor almacenado en la roca del reservorio.*

$$Q_r = A \cdot h \cdot [\rho_r \cdot C_r \cdot (1 - \Phi) \cdot (T_i - T_f)]$$

Y

Ecuación 5. *Estimación del calor almacenado en el fluido del reservorio.*

$$Q_w = A \cdot h \cdot [\rho_w \cdot C_w \cdot \Phi \cdot (T_i - T_f)]$$

Los parámetros se describen a continuación:

A Área del reservorio

h	Altura promedio del reservorio
ρ	Densidad
C	Calor especifico
Φ	Porosidad
T_i	Temperatura promedio del reservorio
T_f	Temperatura de abandono

Los subíndices r se refieren a los parámetros relacionados a la roca y w al fluido.

Dado que no toda la energía contenida en el reservorio es extraíble, esta cantidad se agrupa en la variable energía recuperable (Q_R).

Ecuación 6. *Estimación de la energía recuperable del reservorio.*

$$Q_R = Q_T \cdot R$$

El parámetro R ha sido parte o factor de recuperación es uno de los más difíciles de determinar, debido a que depende de muchos factores como la permeabilidad, recarga natural, manejo del campo, vida productiva, entre otros.

En el caso utilizar el fluido con propósitos de generación eléctrica y dependiendo del tiempo de vida del proyecto geotérmico, tipo de tecnología a utilizar y factor de planta la potencia, la potencia estimada a producir se estima:

Ecuación 7. *Estimación de la potencia del reservorio.*

$$P = \frac{Q_R \cdot C_e}{P_f \cdot t}$$

Donde:

C_e	Eficiencia de conversión
P_f	Factor de planta
t	Tiempo de vida del proyecto

Asimismo, en la se presentan los valores típicos seleccionados para los parámetros necesarios para la estimación del potencial geotérmico de las fuentes hidrotermales y/o reservorios.

Tabla 162. *Valores de los parámetros para la estimación de potencial geotérmicos en los reservorios.*

Parámetro	Valor seleccionado	Unidad de medida	Tipo de distribución
$\boldsymbol{\rho_r}$	2600	kg/m³	Constante
$\boldsymbol{C_r}$	0.85	kJ/kg°C	Constante
$\boldsymbol{P_f}$	0.95		Constante
$\boldsymbol{t}$	25	años	
$\boldsymbol{\Phi}$	5 - 15	%	Triangular
$\boldsymbol{\rho_w}$	$\rho_{w-sat@T=Ti}$*	kg/m³	Triangular
$\boldsymbol{C_w}$	$C_{w-sat@T=Ti}$	kJ/kg°C	Triangular
$\boldsymbol{R}$	5 – 15**	%	Triangular

Nota:

* Condición de líquido saturado a temperatura de reservorio.

**En base a una función de la porosidad lineal.

Fuente: Elaboración propia

7.4 ANEXO METODOLÓGICO APROVECHAMIENTO ENERGÍA SOLAR TÉRMICA – ACS

Para la estimación de aprovechamiento de energía solar fotovoltaica en las zonas de interés de las diez (10) ciudades de Colombia, se realizan cálculos para obtener el porcentaje de cobertura del Distrito Térmico con este tipo de tecnología y el porcentaje de reducción de emisiones de CO2 por su uso. En el siguiente apartado se muestran los cálculos

- Porcentaje de cobertura de la demanda del Distrito Térmico con sistema solar térmico - ACS

$$\boldsymbol{Porcentaje\ de\ cobertura\ demanda\ DT-ACS}\ [\%] = \frac{Generación\ gas_{ACS}\ \left[\frac{m^3}{año}\right]}{Demanda\ gas\ natural\ ZI\ \left[\frac{m^3}{año}\right]}$$

Donde:

Generación Gas Natural - ACS = Generación de gas natural por el sistema solar térmico para las zonas de interés [m^3/año]

Demanda gas natural = Generación de gas natural en las zonas de interés de cada ciudad con potenciales Distritos térmicos [m^3/año]

- Toneladas de emisiones que dejara de emitir por sistema FV

$$\boldsymbol{Toneladas\ CO2\ [ton\ CO2]} = Generación\ ACS\ \left[\frac{m^3}{año}\right] * Factor\ de\ emisiones\ \left[\frac{kgCO2}{m^3}\right]$$

Donde:

Generación ACS = Generación de gas natural para las zonas de interés [m^3/año]

Factor de emisiones = Factor de emisiones por utilización de energías renovables de 1,9806 kgCO2/m^3

- Porcentaje de reducción de emisiones

$$\boldsymbol{Porcentaje\ de\ reducción\ emisiones}\ [\%] = \frac{ToneladasCO2\ emitir\ [tonCO2]}{Emisiones\ GEI\ [tonCO2\ equ]}$$

Donde:

Toneladas CO2 = Toneladas de CO2 que dejara de emitir la utilización de sistemas térmicos ACS [tonCO2]

Emisiones GEI = Emisiones de GEI para el año 2020 en cada zona de interés para el sector comercial e industrial de acuerdo con la reducción de emisiones GEI mediante Distritos Térmicos, escenario 4 [tonCO2 equivalentes]. (MGM Innova Energy Services & ECOLOGIC CO2CERO, 2022)

7.5 ANEXO METODOLÓGICO ENERGÍA SOLAR TÉRMICA – REFRIGERACIÓN

Para la estimación de aprovechamiento de energía solar fotovoltaica en las zonas de interés de las diez (10) ciudades de Colombia, se realizan cálculos para obtener el porcentaje de cobertura del Distrito Térmico con este tipo de tecnología y el porcentaje de reducción de emisiones de CO2 por su uso. En el siguiente apartado se muestran los cálculos

- Porcentaje de cobertura de la demanda del Distrito Térmico con sistema solar térmico – refrigeración

$$\boldsymbol{Porcentaje\ de\ cobertura\ demanda\ DT - Refri}\ [\%] = \frac{Generación\ refrigeración\ \left[\frac{MWh}{año}\right]}{Demanda\ Electrica\ ZI\ [MWh]}$$

Donde:

Generación Refrigeración = Generación de energía por sistema térmico – refrigeración para las zonas de interés [MWh]

Demanda energía eléctrica = Generación de energía eléctrica en las zonas de interés de cada ciudad con potenciales Distritos térmicos [MWh]

- Toneladas de emisiones que dejara de emitir por sistema térmico - refrigeración

$$\boldsymbol{Toneladas\ CO2\ [ton\ CO2]} = Generación\ refri\ [MWh] * Factor\ de\ emisiones\ [tonCO2xMWh]$$

Donde:

Generación refrigeración = Generación de energía por sistema térmico – refrigeración para las zonas de interés [MWh]

Factor de emisiones = Factor de emisiones por utilización de energías renovables de 0,504 tonCO2xMWh. (UPME, 2022)

- Porcentaje de reducción de emisiones

$$\boldsymbol{Porcentaje\ de\ reducción\ emisiones}\ [\%] = \frac{ToneladasCO2\ emitir\ [tonCO2]}{Emisiones\ GEI\ [tonCO2\ equ]}$$

Donde:

Toneladas CO2 = Toneladas de CO2 que dejara de emitir la utilización de sistemas fotovoltaicos [tonCO2]

Emisiones GEI = Emisiones de GEI para el año 2020 en cada zona de interés para el sector comercial e industrial. Escenario 4 [tonCO2 equivalentes] (MGM Innova Energy Services & ECOLOGIC CO2CERO, 2022)

7.6 ANEXO METODOLÓGICO CALCULO RETORNO INVERSIÓN SIMPLE

Para el cálculo económico de cada una de las tecnologías, se realizan cálculos para obtener el costo de inversión en cada una de las diez (10) ciudades de Colombia, sus ahorros esperados, tarifa de cada tipo de energía y su retorno de inversión simple. En el siguiente apartado se muestran los cálculos

- Retorno simple de la inversión

$$\boldsymbol{Retorno\ simple\ inversión\ [años]} = \frac{Costo\ inversión\ [USD]}{Ahorro\ esperado\ [USD] - Ahorro\ energía[USD]}$$

Donde:

Costo inversión = Costo de inversión de cada zona de interés para el tipo de tecnología a implementar [USD]

Ahorro esperado = Ahorro esperado con la tarifa de energía de cada ciudad [USD]

Ahorro energía = Ahorro esperado por implementación de cada tipo de tecnología [USD]

REFERENCIAS CONSULTADAS

Aeromine. (2022). *Harvesting the Power of Wind for the Global Distributed Generation Market*. https://www.aerominetechnologies.com/

Alex Fernández Muerza. (2007). *Sistemas mixtos de energía eólica y solar*. https://www.consumer.es/medio-ambiente/sistemas-mixtos-de-energia-eolica-y-solar.html

Alfaro, C., Aguirre, A., Bernal, N. F., & Gulden Gokcen, C.-G.-D. (2003). *INVENTARIO DE FUENTES TERMALES DEL DEPARTAMENTO DE CUNDINAMARCA*.

Amat Albuixech, M. (2017). *Desarrollo de un modelo de ciclo orgánico Rankine. Ejemplo de aplicación para análisis de fluidos de trabajo de bajo potencial de efecto invernadero*.

Aula21 Centro de formación técnica para la industria. (2022). *Energía Solar Fotovoltaica: Qué es y cómo funciona*. https://www.cursosaula21.com/que-es-energia-solar-fotovoltaica/

Barco-Burgos, J. (2015). *Gasificación de cuesco de palma para la obtención de gas combustible en un reactor de lecho fijo*. Universidad Nacional de Colombia.

Beccali, M., Cellura, M., Longo, S., & Guarino, F. (2016). Solar heating and cooling systems versus conventional systems assisted by photovoltaic: Application of a simplified LCA tool. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, *156*, 92–100. https://doi.org/10.1016/j.solmat.2016.03.025

Bona, P., & Coviello, M. F. (2016). *Valoración y gobernanza de los proyectos geotérmicos en América del Sur - Una propuesta metodológica*.

BORNAY. (2022). *Bornay-Catalogo Wind Plus*.

BORNAY Cost. (2022). *Tarifa de Precios BORNAY - 2022*.

Capstone Green Energy. (2023). *Capstone Microturbines C1000S*. Https://Www.Capstonegreenenergy.Com/Products/Energy-Generation-Technologies/Capstone-Microturbines/C1000s.

CENICAÑA. (2020). *Informe Anual 2020*.

Chamorro Camazón, C. (2009). Energía eléctrica a partirvde recursos geotérmicos. Estado actual y perspectivas a nivel mundial. *Tecnología Energética*.

Claudia Alfaro, P. V, Aguirre Luis Fernando Jaramillo H, A. C., & Aguirre Luis Fernando Jaramillo H -Geología -, A. C. (2002). *INVENTARIO DE FUENTES TERMALES EN EL PARQUE NACIONAL NATURAL DE LOS NEVADOS REPÚBLICA DE COLOMBIA*.

Craig, J. W., Faulds, J. E., Hinz, N. H., Earney, T. E., Schermerhorn, W. D., Siler, D. L., Glen, J. M., Peacock, J., Coolbaugh, M. F., & Deoreo, S. B. (2021). Discovery and analysis of a blind geothermal system in southeastern Gabbs Valley, western Nevada, USA. *Geothermics*, *97*, 102177. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2021.102177

DANE. (2020a). *Clasificación Industrial Internacional Uniforme de todas las actividades económicas - Revisión 4 adaptada para Colombia*.

DANE. (2020b). *Encuesta Anual Manufacturera (EAM) 2019*.

DANE. (2022). *Metodología General Cuenta Satélite de la Agroindustria del Arroz*.

Daniela Aguilar, PhD. (2021, August 18). *La ley 2099 de 2021 y los Incentivos a la Inversión para Proyectos de FNCE y de Gestión Eficiente de la Energía*.

De, S., Agarwal, A. K., Moholkar, V. S., & Thallada, B. (2018). Coal and biomass gasification. *Recent Advances and Future Challenges; Springer Nature Singapore Pte Ltd.: Singapore*, 521.

Departamento Nacional de Planeación Ministerio del Trabajo Ministerio de Minas y Energía Ministerio de Comercio Industria y Turismo Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible Ministerio de Transporte Ministerio de Ciencia, T. e I. (2022). *Documento CONPES POLÍTICA DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA* .

Diana Corporación S.A. (2022). *Historia del Grupo Diana Arroz*. Https://Grupodiana.Co/Quienes-Somos/Nuestra-Historia/. https://grupodiana.co/quienes-somos/nuestra-historia/

Dickson, M. H., & Fanelli, M. (2004). *¿Qué es la Energía Geotérmica?*

El periódico de la Energía. (2021). *El primer proyecto híbrido de energía eólica y solar con baterías del mundo comienza a producir después de 3 años de espera*. https://elperiodicodelaenergia.com/el-primer-proyecto-hibrido-de-energia-eolica-y-solar-con-baterias-del-mundo-comienza-a-producir-despues-de-3-anos-de-espera/

EMVARIAS. (2022). *Informe de Sostenibilidad EMVARIAS 2021*.

Energía Renovables Periodismo. (2022). *FRV lanza su primer proyecto híbrido eólico y solar en Chile de 343 MW*. https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/frv-lanza-su-primer-proyecto-hibrido-eolico-20220209

Energy efficiency & Renewable Energy. (2022). *Evolución precio aerogeneradores USA*. https://www.energy.gov/eere/office-energy-efficiency-renewable-energy

Farhat, O., Faraj, J., Hachem, F., Castelain, C., & Khaled, M. (2022). A recent review on waste heat recovery methodologies and applications: Comprehensive review, critical analysis and potential recommendations. *Cleaner Engineering and Technology*, *6*, 100387. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.clet.2021.100387

Franco Gutiérrez, D. D., & Isaza Roldán, C. A. (2018). Metodología Rápida para la Modelación de Chillers de Absorción Uniefecto en el Entorno de Simulación de TRNSYS. *Revista Avances: Investigación En Ingeniería*, *15*(1).

García-Sanchez, F. J. (2016). *Producción de biometano a partir de biogás de vertedero*. Universidad de Sevilla.

GEOTEM Ingeniería S.A. de C.V. (2016). *Gavimetría*. http://www.geotem.com.mx/potencial1.php

Global Wind Atlas. (2022). *Dirección Viento - Eólica*. https://globalwindatlas.info/es/

Google Earth. (2022). *Imagen satelital techos* .

Google Maps Relieve. (2022). *Sitios de potencial eolico - Barranquilla y Cartagena*. https://www.google.com/maps/d/u/0/viewer?mid=1osVvWNUI-3_b2T_Fy_ASpojFuxM&hl=es&ll=3.5024553599033226%2C-74.24835230078125&z=7

GRUPO DE INVESTIGACIÓN XUÉ, & SEMILLERO DE INVESTIGACIÓN BARIÓN. (2020). *Geotermia en la Región Central*.

Hasanbeigi, A., Kirshbaum, L., Collison, B., & Gardiner, D. (2021). *Electrifying U.S. Industry: A technology - and process-based approach to decarbonization*.

IBERDROLA. (2021). *Energía eléctrica por hibridación: cuando la unión de las renovables hace la fuerza*. https://www.iberdrola.com/innovacion/energia-hibrida

IBERDROLA FV. (2021). *¿Cómo funcionan las plantas fotovoltaicas?* https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-energia-fotovoltaica

Isaza Cuervo, F. (2016). Valoración de fuentes renovables no convencionales de generación de electricidad: un enfoque desde las opciones reales. *Cuadernos de Administración*, *28*(51). https://doi.org/10.11144/javeriana.cao28-51.vfrc

J M Arroyo Rosa. (2014). *ENERGIA SOLAR PARA REFRIGERACION*. https://temariosformativosprofesionales.files.wordpress.com/2014/01/energc3ada-solar-tc3a9rmica-para-refrigeracic3b3n.pdf

Junta de León y Castilla. (2006). *SISTEMA MIXTO DE ENERGÍA SOLAR, BIOMASA Y GAS NATURAL EN COMPLEJO DEPORTIVO.* https://energia.jcyl.es/web/jcyl/Energia/es/Plantilla100Detalle/1267710822752/1267710822752/1195687101972/Texto

KLiux. (2011). *SISTEMA HÍBRIDO DE KLIUX ENERGIES*. http://www.kliux.com/instalaciones/instalaciones-realizadas/bayer-materialscience-tarragona/

Lfndal, B. (1992). *REVIEW OF INDUSTRIAL APPLICATIONS OF GEOTHERMAL ENERGY AND FUTURE CONSIDERATIONS* (Vol. 21, Issue 5).

Llanos Páez, O., Ríos Navarro, A., Jaramillo Páez, C. A., & Rodríguez Herrera, L. F. (2016). La cascarilla de arroz como una alternativa en procesos de descontaminación. *Producción+ Limpia*, *11*(2), 150–160.

Macías, R. J., Ceballos, C., Ordoñez-Loza, J., Ortiz, M., Gómez, C. A., Chejne, F., & Vélez, F. (2022). Evaluation of the performance of a solar photovoltaic-Biomass gasifier system as electricity supplier. *Energy*, *260*, 125046.

Manrique-Waldo, R. (2018). *Estudio de la combustión de pelet de cisco de café*. Universidad Nacional de Colombia.

Mario Fernando Tituaña. (2015). *"MODELAMIENTO DE UN MICRO AEROGENERADOR EN SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA EL SECTOR RESIDENCIAL."*

Martínez-Ruiz, Y., Manotas-Duque, D. F., & Ramírez-Malule, H. (2021). Análisis de opciones reales para la valoración financiera de proyectos de energía geotérmica en Colombia. *Revista CEA*, *7*(15), e1944. https://doi.org/10.22430/24223182.1944

METAR - IDEAM. (2021). *METAR - Informe*. http://www.meteoaeronautica.gov.co/consulta-metar

MGM Innova Energy Services, & ECOLOGIC CO2CERO. (2022). *CARACTERIZACIÓN DE FUENTES DE EMISIONES DIRECTAS E INDIRECTAS DE GEI DE LOS SISTEMAS DE AIRE ACONDICIONADO Y SISTEMAS TÉRMICOS EN EL SECTOR INDUSTRIAL Y TERCIARIO, EN DIEZ (10) CIUDADES COLOMBIANAS.*

MGM Innova Energy Services, Ecologic SAS, & ONUDI. (2022). *Inventario Emisiones GEI Línea Base 2016-2020 Proyecciones 2021-2030 en diez ciudades de Colombia*.

Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural. (2022). *Evaluación Agropecuaria 2021*. Https://Experience.Arcgis.Com/Experience/17859d5712b046fca6b0df5781e0b560/Page/EVAs/?Views=Calendario-2021.

Ministerio de Ambiente, V. y D. territorial. (2006). *Norma nacional de emisión de ruido y ruido ambiental*. www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=19982

Ministerio de Minas y Energía. (2021, July 10). *Ley 2099 : Ley de transición energética*.

MINISTERIO DE SALUD Y PROTECCIÓN SOCIAL. (2015). *Ruido excesivo en entornos, una de las principales causas para pérdida auditiva*. https://www.minsalud.gov.co/Paginas/Ruido-excesivo-en-entornos-una-de-las-principales-causas-para-perdida-auditiva.aspx

Montilla-Pérez, J., Arcila-Pulgarín, J., Aristizábal-Loaiza, M., Montoya-Restrepo, E., Puerta-Quintero, G., Olivera-Tascón, C., & Cadena-Gómez, J. (2008). Propiedades físicas y factores de conversión del café en el proceso de beneficio. *Avances Técnicos CENICAFÉ*, *370*.

Muffler, L. J. P. (1978). *Assessment of Geothermal Resources of the United States-1978*.

ORF S.A. (2021). *Arroz Florhuila, 60 años alimentando a Colombia*.

Osorio, L. (2019). *Análisis tecnoeconómico para el uso de la cascarilla de arroz en la generación de energía eléctrica a partir del proceso de gasificación. Caso de estudio: Molino de arroz Pacande de la ciudad de Villavicencio Meta*. Universidad Libre de Colombia.

OVANCEN. (2021). *Energía solar térmica*. https://ovacen.com/energias-renovables/solar/termica/

Pieper, H., Ommen, T., Buhler, F., Lava Paaske, B., Elmegaard, B., & Brix Markussen, W. (2018). Allocation of investment costs for large-scale heat pumps supplying district heating. *Energy Procedia*, *147*, 358–367. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.07.104

Pocasangre, C., & Fujimitsu, Y. (2018). A Python-based stochastic library for assessing geothermal power potential using the volumetric method in a liquid-dominated reservoir. *Geothermics*, *76*, 164–176. https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2018.07.009

Portillo, G. (2019). *Qué es y cómo funciona una central geotérmica*. Https://Www.Renovablesverdes.Com/Centrales-Geotermicas/.

Quintero-López, L. A. (2017). *Evaluación de potencial energético de los residuos sólidos agroindustriales del proceso de extracción de aceite de palma africana como alternativa energética para el reemplazo de la leña en la zona norte del departamento del Cesar*. Universidad de Manizales.

Revista de normalización español. (2020). *UNE-EN IEC 61400-1: referente para el sector eólico español*. https://revista.une.org/24/une-en-iec-61400-1-referente-para-el-sector-eolico-espanol.html

Rezaiyan, J., & Cheremisinoff, N. P. (2005). *Gasification technologies: a primer for engineers and scientists*. CRC press.

Sarmiento, Z. F., Steingrímsson, B., & Axelsson, G. (2013). *VOLUMETRIC RESOURCE ASSESSMENT*.

SENER. (2022). *El ruido en los parque eólicos Fase informativa*.

Shuangliang Eco- Energy. (2022). *Absorption Chiller Product Catalogue*.

Superintendencia de servicios Públicos Domiciliarios. (2022). *BOLETIN-TARIFARIO-GAS-POR_REDES-II-Trimestre-2022*.

Superservicios. (2019). *Reporte SUI de Aseo/Técnico-operativo/Relleno Sanitario*.

Superservicios. (2021). *Informe Nacional de Disposición Final de Residuos Sólidos 2020*.

TECNOSOL. (2021). *ENERGIA SOLAR TERMICA*. https://tecnosolab.com/tecnosol/energia-solar-termica

TESUP - ATLAS. (2022). *TESUP_ATLAS4.0_User_Manual.*

Tone, B., & Wittwer, E. (1995). Energy Manual for sugar factories. 2nd. *Edición. Bartens. Alemania*.

Turbina Eolica DS700. (2022). *DS700W DESCRIPCION DETALLES-TECNICOS PRODUCCION-DE-ENERGIA DESCARGAR CARACTERISTICAS APLICACIONES INSTALACIONES Turbina DS700 la única con tecnología híbrida Turbina DS700 es un micro aerogenerador de eje vertical con potencia nominal 700W y potencia Robótica y Energía 4.0*. https://etneo.com/turbina-ds700/?lang=es

UPME. (2022). *"Por la cual se actualiza el factor de emisión del Sistema Interconectado Nacional del año 2021 para inventarios de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y proyectos de mitigación de GEI."*

UPME, IDEAM, & Universidad Industrial de Santander. (2011). *Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia*.

Vakkilainen, E. K. (2016). *Steam generation from biomass: construction and design of large boilers*. Butterworth-Heinemann.

Vector Renewables. (2023). *¿Sabes lo que es el 'efecto estela' en un parque eólico?* https://www.vectorenewables.com/es/recursos/blog/sabes-lo-que-es-el-efecto-estela-en-un-parque-eolico#:~:text=El%20'efecto%20estela'%20es%20el,a%20los%20parques%20e%C3%B3licos%20vecinos.

VivianaRueda. (2012). *Referenciamiento Internacional sobre Requisitos Técnicos de Generación Eólica a gran escala*.

Vortex Bladeless. (2022). *Energía Eólica sin palas*. https://vortexbladeless.com/es/

Wais, P. (2017). Two and three-parameter Weibull distribution in available wind power analysis. *Renewable Energy*, *103*, 15–29. https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.041

WeMake Consultores. (2022). *Wind turbine manufacturers – reasons for optimism?* https://wemakeconsultores.com/en/wind-turbine-manufacturers-reasons-for-optimism/

WWF, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, & IDEAM. (2021). *Guía para elaboración o actualización de inventarios de emisiones de GEI en ciudades colombianas*. https://www.wwf.org.co/en/?366671/Guia-para-elaboracion-o-actualizacion-de-inventarios-de-emisiones-de-GEI-en-ciudades-colombianas

Zarrouk, S. J., & Moon, H. (2014). Efficiency of geothermal power plants: A worldwide review. In *Geothermics* (Vol. 51, pp. 142–153). https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2013.11.001

DISTRITOS TÉRMICOS COLOMBIA

Gobierno del Cambio

ONUDI
ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Confederación Suiza

Departamento Federal de Economía, Formación e Investigación DEFI
Secretaría de Estado para Asuntos Económicos SECO