



РАСПОРЯЖЕНИЕ

ГУБЕРНАТОРА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

22 декабря 2025 года

№ 500-р

Иркутск

**Об основных положениях результатов научно-исследовательской работы
«Энергетическая стратегия Иркутской области на период до 2036 года с
целевым видением на перспективу до 2050 года» и признании
утратившими силу отдельных распоряжений Правительства
Иркутской области**

В целях обеспечения эффективного развития топливно-энергетического комплекса Иркутской области, руководствуясь статьей 59 Устава Иркутской области:

1. Одобрить основные положения результатов научно-исследовательской работы «Энергетическая стратегия Иркутской области на период до 2036 года с целевым видением на перспективу до 2050 года» (далее – Энергостратегия).

2. Исполнительным органам государственной власти Иркутской области учитывать основные положения Энергостратегии при проведении анализа и корректировки приоритетных направлений развития топливно-энергетического комплекса Иркутской области (электро- и теплоэнергетика, угольная, нефтегазовая отрасли) совместно с энергетическими компаниями, а также при подготовке предложений по изменению регионального и федерального законодательства, формировании ежегодных топливно-энергетических балансов, разработке мероприятий по энергоэффективности и энергосбережению, государственных программ и схем территориального планирования Иркутской области.

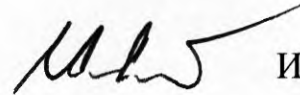
3. Рекомендовать органам местного самоуправления муниципальных образований Иркутской области обеспечивать учет основных положений Энергостратегии при разработке и актуализации схем газо-, тепло-, электро- и водоснабжения, водоотведения муниципальных образований, а также при формировании муниципальных программ, топливно-энергетических балансов и мероприятий по повышению энергоэффективности и энергосбережению, а также документов территориального планирования муниципальных образований.

4. Признать утратившими силу:

1) распоряжение Правительства Иркутской области от 12 октября 2012 года № 491-рп «Об одобрении стратегии развития топливно-энергетического комплекса Иркутской области до 2015-2020 годов и на перспективу до 2030 года»;

2) распоряжение Правительства Иркутской области от 24 июля 2014 года № 610-рп «О внесении изменений в распоряжение Правительства Иркутской области от 12 октября 2012 года № 491-рп».

5. Настоящее распоряжение подлежит официальному опубликованию в сетевом издании «Официальный интернет-портал правовой информации Иркутской области» (www.ogirk.ru).



И.И. Кобзев

Одобрена
распоряжением Губернатора
Иркутской области
от 22 декабря 2025 года
№ 500-р

**ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ НАУЧНО-
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЫ
«ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ
НА ПЕРИОД ДО 2036 ГОДА С ЦЕЛЕВЫМ ВИДЕНИЕМ НА
ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2050 ГОДА»**

ПАСПОРТ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЫ «ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ
СТРАТЕГИЯ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД ДО 2036 ГОДА С
ЦЕЛЕВЫМ ВИДЕНИЕМ НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2050 ГОДА

Наименование характеристики	Содержание характеристики
Наименование документа	Научно-исследовательская работа «Энергетическая стратегия Иркутской области на период до 2036 года с целевым видением на перспективу до 2050 года» (далее – Энергостратегия)
Основание для разработки Энергостратегии	Государственный контракт от 4 августа 2023 года № ЭК.03.2023 между министерством жилищной политики и энергетики Иркутской области и Федеральным государственным бюджетным учреждением науки Институтом систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук
Государственный заказчик	Министерство жилищной политики и энергетики Иркутской области
Основные разработчики	Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук
Цели Энергостратегии	Энергостратегия направлена на определение путей эффективного развития топливно-энергетического комплекса Иркутской области на период до 2036 года и с перспективой до 2050 года, снятие инфраструктурных ограничений для экономического роста, обеспечение и удовлетворение перспективного спроса на энергоресурсы и формирование сбалансированного топливно-энергетического баланса региона
Задачи Энергостратегии	Для достижения указанных целей решены следующие задачи: 1) проведение анализа современного социально-экономического состояния Иркутской области, определение роли топливно-энергетического комплекса в развитии региона, характеристика ресурсной базы, обеспечивающей функционирование предприятий топливно-энергетического комплекса области; 2) прогнозирование сценариев развития отраслей топливно-энергетического комплекса Иркутской области в условиях повышения надежности энергоснабжения потребителей, обеспечения роста экономической и энергетической эффективности, перехода на инновационный путь развития, минимизации техногенной нагрузки на города и населенные пункты Иркутской области, углубление межрегиональных связей в сфере энергетики; 3) в рамках, определенных Энергостратегией сценариев формирование перспективных топливно-энергетических балансов, отвечающих условиям обеспечения динамичного социально-экономического развития Иркутской области, ориентированных на использование инновационных и энергоэффективных технологий; 4) определение стратегических направлений деятельности органов государственной власти, органов местного самоуправления, субъектов энергетического рынка для обеспечения условий опережающего развития топливно-энергетического комплекса с учетом роста промышленного потенциала Иркутской области

Сроки реализации	2024-2036 гг. с перспективой до 2050 года																																			
Ответственные исполнители	Исполнительные органы государственной власти Иркутской области, органы местного самоуправления муниципальных образований Иркутской области, хозяйствующие субъекты топливно-энергетического комплекса Иркутской области.																																			
Источники финансирования	Источниками финансирования реализации мероприятий, определяющих стратегические направления развития топливно-энергетического комплекса Иркутской области, являются: 1) инвестиционные программы хозяйствующих субъектов топливно-энергетического комплекса Иркутской области; 2) государственная программа Иркутской области «Развитие жилищно-коммунального хозяйства и повышение энергоэффективности Иркутской области», утвержденная постановлением Правительства Иркутской области от 13 ноября 2023 года № 1022-пп; 3) региональная программа газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Иркутской области на 2024–2033 годы, утвержденная постановлением Правительства Иркутской области от 24 октября 2023 года № 932-пп (далее - Региональная программа газификации); 4) долгосрочные целевые программы муниципальных образований в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, газификации модернизации объектов коммунальной инфраструктуры; 5) целевые средства федерального бюджета, поступающие в бюджет Иркутской области для реализации мероприятий, направленных на развитие и модернизацию предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса, жилищно-коммунального сектора и других отраслей экономики Иркутской области, деятельность которых связана с потреблением топливно-энергетических ресурсов; 6) иные внебюджетные средства, привлекаемые для реализации мероприятий, направленных на развитие и модернизацию предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса жилищно-коммунального сектора и других отраслей экономики Иркутской области, деятельность которых связана с потреблением топливно-энергетических ресурсов. Инвестиции в развитие топливно-энергетического комплекса Иркутской области оцениваются за период 2025-2036 гг. в объеме 5,6–6,8 трлн руб., в 2037–2050 гг. – 4,1–5,0 трлн руб. и за весь период – 9,8–11,8 трлн руб. <table><tr><th rowspan="2">Отрасль</th><th colspan="2">Этапы</th><th>Всего</th></tr><tr><th>2025-2036</th><th>2037-2050</th><th>2025-2050</th></tr><tr><td>Нефтяная промышленность</td><td>1802-2552</td><td>2503-3203</td><td>4304-5755</td></tr><tr><td>Газовая промышленность</td><td>1849-2063</td><td>831-889</td><td>2680-2952</td></tr><tr><td>Угольная промышленность</td><td>46-70</td><td>100-120</td><td>146-190</td></tr><tr><td>Электроэнергетика</td><td>1580-1710</td><td>600-640</td><td>2180-2350</td></tr><tr><td>Тепловое хозяйство</td><td>349-368</td><td>109-131</td><td>458-498</td></tr><tr><td>Локальная энергетика</td><td>2,9-3,0</td><td>1,2-1,3</td><td>4,1-4,3</td></tr><tr><td>Инвенстиции, всего, млрд.руб</td><td>5628-6767</td><td>4143-4984</td><td>9772-11751</td></tr></table> Примечание: 1. Инвестиции рассчитаны в ценах 2023 г.	Отрасль	Этапы		Всего	2025-2036	2037-2050	2025-2050	Нефтяная промышленность	1802-2552	2503-3203	4304-5755	Газовая промышленность	1849-2063	831-889	2680-2952	Угольная промышленность	46-70	100-120	146-190	Электроэнергетика	1580-1710	600-640	2180-2350	Тепловое хозяйство	349-368	109-131	458-498	Локальная энергетика	2,9-3,0	1,2-1,3	4,1-4,3	Инвенстиции, всего, млрд.руб	5628-6767	4143-4984	9772-11751
Отрасль	Этапы		Всего																																	
	2025-2036	2037-2050	2025-2050																																	
Нефтяная промышленность	1802-2552	2503-3203	4304-5755																																	
Газовая промышленность	1849-2063	831-889	2680-2952																																	
Угольная промышленность	46-70	100-120	146-190																																	
Электроэнергетика	1580-1710	600-640	2180-2350																																	
Тепловое хозяйство	349-368	109-131	458-498																																	
Локальная энергетика	2,9-3,0	1,2-1,3	4,1-4,3																																	
Инвенстиции, всего, млрд.руб	5628-6767	4143-4984	9772-11751																																	

	2. Нижняя граница диапазона инвестиций соответствует консервативному сценарию, верхняя – целевому.																																														
Ожидаемые конечные результаты реализации Энергостратегии и показатели социально-экономической эффективности	1. Энергоемкость валового регионального продукта Иркутской области по сравнению с 2022 года: в консервативном сценарии к 2036 года останется, примерно, на том же уровне, к 2050 году – снизится на 20%; в целевом сценарии к 2036 году увеличится примерно на 11%, к 2050 году – снизится почти на 30%.																																														
	2. Изменение структуры конечного (непосредственного) потребления топливно-энергетических ресурсов:																																														
	<table><tr><th rowspan="2">Показатель</th><th colspan="3">Год</th></tr><tr><th>2023</th><th>2036</th><th>2050</th></tr><tr><td>Конечное потребление топливно-энергетических ресурсов, всего, тыс. т у.т.</td><td>18330</td><td>25667-32231</td><td>30363-37247</td></tr><tr><td>Потребление, всего, %, в том числе:</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td></tr><tr><td>уголь</td><td>2,0</td><td>1,3-1,5</td><td>1,1-1,4</td></tr><tr><td>нефть</td><td>0,2</td><td>0,1</td><td>0,0</td></tr><tr><td>нефтепродукты</td><td>17,6</td><td>11,6-14,3</td><td>10,3-12,4</td></tr><tr><td>газ</td><td>11,7²</td><td>23,5-31,5</td><td>26,5-30,5</td></tr><tr><td>прочее твердое топливо</td><td>1,5</td><td>0,8-1,0</td><td>0,6-0,8</td></tr><tr><td>электрическая энергия</td><td>38,5</td><td>35,4-36,9</td><td>37,7-38,1</td></tr><tr><td>тепловая энергия</td><td>28,5</td><td>19,4-22,7</td><td>19,8-20,8</td></tr></table>	Показатель	Год			2023	2036	2050	Конечное потребление топливно-энергетических ресурсов, всего, тыс. т у.т.	18330	25667-32231	30363-37247	Потребление, всего, %, в том числе:	100	100	100	уголь	2,0	1,3-1,5	1,1-1,4	нефть	0,2	0,1	0,0	нефтепродукты	17,6	11,6-14,3	10,3-12,4	газ	11,7 ²	23,5-31,5	26,5-30,5	прочее твердое топливо	1,5	0,8-1,0	0,6-0,8	электрическая энергия	38,5	35,4-36,9	37,7-38,1	тепловая энергия	28,5	19,4-22,7	19,8-20,8			
	Показатель		Год																																												
		2023	2036	2050																																											
	Конечное потребление топливно-энергетических ресурсов, всего, тыс. т у.т.	18330	25667-32231	30363-37247																																											
	Потребление, всего, %, в том числе:	100	100	100																																											
	уголь	2,0	1,3-1,5	1,1-1,4																																											
	нефть	0,2	0,1	0,0																																											
	нефтепродукты	17,6	11,6-14,3	10,3-12,4																																											
газ	11,7 ²	23,5-31,5	26,5-30,5																																												
прочее твердое топливо	1,5	0,8-1,0	0,6-0,8																																												
электрическая энергия	38,5	35,4-36,9	37,7-38,1																																												
тепловая энергия	28,5	19,4-22,7	19,8-20,8																																												
Примечание:																																															
1. Нижняя граница диапазона соответствует консервативному сценарию, верхняя – целевому.																																															
2. Суммарное потребление природного и попутного газа с учетом использования в качестве сырья и на не топливные нужды. При этом уровень газификации в Иркутской области 1,04 %.																																															
3. Изменение структуры потребления котельно-печного топлива: доля потребления угля: в консервативном сценарии возрастет на 11,8%; в целевом снизится на 17,1%; доля потребления природного газа: увеличится в консервативном сценарии на 7,8%; в целевом – на 41,0%; доля потребления нефтепродуктов: увеличится в консервативном сценарии на 12,6%; в целевом – на 10,7%; доля потребления прочих видов топлива: уменьшится в консервативном сценарии на 3,8%; в целевом – на 4,7%.																																															
4. Налоговые поступления в консолидированный бюджет Иркутской области от видов деятельности ТЭК в консервативном сценарии к 2036 году достигнут 139 млрд руб. в год, к 2050 году – 152 млрд руб. в год; в целевом сценарии к 2036 году – 153 млрд руб. в год, к 2050 году – 171 млрд руб. в год.																																															
<table><tr><th rowspan="2">Вид деятельности</th><th colspan="3">Год</th></tr><tr><th>2023</th><th>2036</th><th>2050</th></tr><tr><td>Налоговые поступления от ТЭК в региональный бюджет, всего, в т.ч.:</td><td>96,4</td><td>139-153</td><td>152-171</td></tr><tr><td>- добыча угля</td><td>2,4</td><td>3,1-3,9</td><td>3,4-4,8</td></tr><tr><td>- добыча нефти</td><td>46,9</td><td>72-72,4</td><td>75,3-81,2</td></tr><tr><td>- производство нефтепродуктов</td><td>1,9</td><td>2,0-2,1</td><td>2,1-2,2</td></tr><tr><td>- производство химических веществ и химических продуктов</td><td>5,1</td><td>5,2-5,5</td><td>5,6-5,8</td></tr><tr><td>- потребление нефтепродуктов</td><td>16,7</td><td>18,0-18,2</td><td>18,4-18,6</td></tr><tr><td>- добыча газа</td><td>1,3</td><td>3,6-5,0</td><td>3,6-5,2</td></tr><tr><td>- производство газохимической продукции</td><td></td><td>2,7-8,7</td><td>6,4-9,0</td></tr><tr><td>- производство электро- и теплоэнергии</td><td>15,7</td><td>20,9-22,7</td><td>23,7-27,5</td></tr><tr><td>- деятельность трубопроводного транспорта</td><td>6,3</td><td>10,2-15,8</td><td>12,1-18,1</td></tr></table>	Вид деятельности	Год			2023	2036	2050	Налоговые поступления от ТЭК в региональный бюджет, всего, в т.ч.:	96,4	139-153	152-171	- добыча угля	2,4	3,1-3,9	3,4-4,8	- добыча нефти	46,9	72-72,4	75,3-81,2	- производство нефтепродуктов	1,9	2,0-2,1	2,1-2,2	- производство химических веществ и химических продуктов	5,1	5,2-5,5	5,6-5,8	- потребление нефтепродуктов	16,7	18,0-18,2	18,4-18,6	- добыча газа	1,3	3,6-5,0	3,6-5,2	- производство газохимической продукции		2,7-8,7	6,4-9,0	- производство электро- и теплоэнергии	15,7	20,9-22,7	23,7-27,5	- деятельность трубопроводного транспорта	6,3	10,2-15,8	12,1-18,1
Вид деятельности		Год																																													
	2023	2036	2050																																												
Налоговые поступления от ТЭК в региональный бюджет, всего, в т.ч.:	96,4	139-153	152-171																																												
- добыча угля	2,4	3,1-3,9	3,4-4,8																																												
- добыча нефти	46,9	72-72,4	75,3-81,2																																												
- производство нефтепродуктов	1,9	2,0-2,1	2,1-2,2																																												
- производство химических веществ и химических продуктов	5,1	5,2-5,5	5,6-5,8																																												
- потребление нефтепродуктов	16,7	18,0-18,2	18,4-18,6																																												
- добыча газа	1,3	3,6-5,0	3,6-5,2																																												
- производство газохимической продукции		2,7-8,7	6,4-9,0																																												
- производство электро- и теплоэнергии	15,7	20,9-22,7	23,7-27,5																																												
- деятельность трубопроводного транспорта	6,3	10,2-15,8	12,1-18,1																																												

ВВЕДЕНИЕ

Научно-исследовательская работа (далее - НИР) «Энергетическая стратегия Иркутской области на период до 2036 года с целевым видением на перспективу до 2050 года» (далее - Энергостратегия), выполнена по заказу министерства жилищной политики и энергетики Иркутской области в рамках государственного контракта от 4 августа 2023 года № ЭК.03.2023 и содержит научно-обоснованные направления развития топливно-энергетического комплекса (далее - ТЭК) Иркутской области.

Целью Энергостратегии является формирование приоритетных направлений развития ТЭК региона и входящих в него отраслевых подсистем (электро- и теплоэнергетики, угольной, нефте- и газодобывающей, нефтеперерабатывающей промышленности, нефтегазохимии, систем газоснабжения и газификации потребителей) как инфраструктурной основы стратегии социально-экономического развития Иркутской области до 2036 года, утвержденной Законом Иркутской области от 10 января 2022 года № 15-ОЗ.

Результаты, полученные в рамках Энергостратегии, могут быть использованы государственными органами различного уровня, ресурсоснабжающими, эксплуатационными и проектными организациями ТЭК области при разработке и реализации своих стратегий развития, инвестиционных программ и инвестиционных проектов по реконструкции существующих и строительству новых энергетических объектов, а также при разработке и реализации программ по повышению энергетической эффективности ТЭК.

При разработке Энергостратегии использованы:

Федеральный закон от 31 марта 1999 года № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации»;

Федеральный закон от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

Федеральный закон от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;

Федеральный закон от 28 июня 2014 года № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации»;

Федеральный закон от 23 августа 1996 года № 127-ФЗ «О науке и государственной научно-технической политике»;

постановление Правительства Российской Федерации от 18 декабря 2014 года № 1412 «О подготовке и распространении ежегодного государственного доклада о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации»;

постановление Правительства Российской Федерации от 1 ноября 2024 года № 1469 «Об установлении лимита электропотребления при осуществлении майнинга цифровой валюты (в том числе участия в майнинг-пуле) без включения в реестр лиц, осуществляющих майнинг

цифровой валюты, физическими лицами – гражданами Российской Федерации, не являющимися индивидуальными предпринимателями, и о внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178»;

постановление Правительства Российской Федерации от 26 ноября 2024 года № 1628 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178»;

постановление Правительства Российской Федерации от 11 февраля 2021 года № 161 «Об утверждении требований к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации»;

распоряжение Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 года № 1523-р «Об утверждении энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года»;

распоряжение Правительства Российской Федерации от 29 октября 2021 года № 3052-р «Об утверждении стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года»;

распоряжение Правительства Российской Федерации от 26 января 2023 года № 129-р «Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Сибирского федерального округа до 2035 года»;

приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 2 апреля 2019 года № 308 «Об утверждении Методики расчета показателей газификации» (утратил силу 21 июня 2024 года);

приказ Министерства экономического развития Российской Федерации от 28 апреля 2021 года № 231 «Об утверждении методики расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых обеспечивается в результате реализации региональных и муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности»;

приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 29 октября 2021 года № 1169 «Об утверждении порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований»;

приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2023 года № 108 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2023-2028 годы»;

приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 года № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195»;

ГОСТ 7.32-2017. «Межгосударственный стандарт. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления»;

Закон Иркутской области от 5 декабря 2014 года № 145-ОЗ «Об отдельных вопросах осуществления стратегического планирования в Иркутской области»;

Закон Иркутской области от 10 января 2022 года № 15-ОЗ «Об утверждении стратегии социально-экономического развития Иркутской области на период до 2036 года» (далее - стратегия социально-экономического развития на период до 2036 года);

Указ Губернатора Иркутской области от 30 декабря 2024 года № 472-уг «Об определении системообразующей территориальной сетевой организации на территории Иркутской области»;

распоряжение Губернатора Иркутской области от 24 февраля 2022 года № 47-р «Об утверждении фактического топливно-энергетического баланса Иркутской области за 2020 год и прогнозных топливно-энергетических балансов Иркутской области на 2030 год»;

распоряжение Губернатора Иркутской области от 30 марта 2023 года № 102-р «Об утверждении фактического топливно-энергетического баланса Иркутской области за 2021 год и прогнозных топливно-энергетических балансов Иркутской области на 2031 год»;

постановление Правительства Иркутской области от 2 ноября 2012 года № 607-пп «Об утверждении схемы территориального планирования Иркутской области»;

постановление Правительства Иркутской области от 11 декабря 2018 года № 915-пп «Об утверждении государственной программы Иркутской области «Развитие жилищно-коммунального хозяйства и повышение энергоэффективности Иркутской области» на 2019–2025 годы и признании утратившими силу отдельных постановлений Правительства Иркутской области»;

Региональная программа газификации;

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2024 года № 4153-р;

схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы, утвержденная приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2024 года № 2328 (далее - СиПР 2025–2030);

федеральный проект «Чистый воздух»;

проект Энергетической стратегии Российской Федерации до 2050 года;

иные правовые акты, документы и информация, необходимые для выполнения работ.

Разработчик НИР «Энергетическая стратегия Иркутской области на период до 2036 года с целевым видением на перспективу до 2050 года» – Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения РАН (ИСЭМ СО РАН).

Координатор работы – академик РАН, профессор, д.т.н., Врио директора ИСЭМ СО РАН В.А. Стенников.

Руководитель работы – д.т.н., профессор Б.Г. Санеев.
Исполнители – рабочая группа ИСЭМ СО РАН.

Современное состояние топливно-энергетического комплекса Иркутской области и входящих в него отраслевых систем

Выполненный анализ существующего состояния ТЭК Иркутской области выявил наиболее острые проблемы в его отраслях, которые в укрупненном виде можно сформулировать в следующем виде:

- большая доля физически и морально изношенных основных производственных фондов (далее - ОПФ) во всех отраслях ТЭК области (50–70%);

- существенные потери электрической и тепловой энергии (в среднем более 10–15 %);

- преобладание угля в балансе котельно-печного топлива (около 70% в 2023 году), что приводит к существенному загрязнению окружающей среды;

- значительная зависимость надежности электроснабжения потребителей от приточности водохранилищ ГЭС, которые составляют около 70% в структуре электрогенерирующих мощностей области;

- зависимость энергообеспечения потребителей северных районов области от летнего завоза энергоресурсов и (или) по «зимникам»;

- использование в отдельных изолированных и труднодоступных населенных пунктах низкоэффективных и высокочрезвычайно затратных ДЭС и котельных, требующих больших бюджетных дотаций;

- электросетевые ограничения существенно снижают возможности для подключения новых потребителей и увеличения подключенной мощности существующих, что приводит к обострению взаимоотношений электросетевых организаций и энергосбытовых организаций и, прежде всего, ООО «Иркутскэнергосбыт» с потребителями электроэнергии; нарастание дефицита электроэнергии в южных районах Иркутской области усугубляет данную проблему;

- рост нерегулируемых цен на электроэнергию темпами, опережающими рост потребительских цен в Иркутской области, что может привести к дальнейшему их росту;

- рыночная организация электроэнергетики Иркутской области требует дальнейшего совершенствования, в том числе развития розничных рынков электроэнергии, мощности и тепловой энергии с выводом на них электростанций;

- при наличии крупных газовых месторождений в Иркутской области, уровень газификации региона составляет около одного процента (один из самых низких в стране).

В разработанной Энергостратегии показано, что надежность и эффективность функционирования ТЭК Иркутской области на перспективу до 2036 года и далее до 2050 года, будет обеспечиваться:

- развитием производственного потенциала нефтегазового комплекса, угольной отрасли, электро- и теплоэнергетики;

- повышением глубины переработки топливно-энергетических ресурсов и объемов производства продукции с высокой добавленной стоимостью;

формированием рационального топливно-энергетического баланса (далее - ТЭБ);

обеспечением надежного энергоснабжения изолированных районов с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива;

повышением энергоэффективности и энергосбережением, а также улучшением использования топливно-энергетических ресурсов (далее - энергосбережения).

На основании вышеперечисленных базовых основ эффективного функционирования и развития ТЭК Иркутской области стратегической целью его развития является формирование необходимой топливно-энергетической инфраструктуры и создание на этой основе условий для динамичного социально-экономического развития и повышения качественного уровня жизни населения.

В рассматриваемой перспективе значение ТЭК Иркутской области будет возрастать как для самой области, так и для страны в целом. Приоритетными направлениями, обеспечивающими экономическое развитие области и отвечающими национальным интересам государства, является создание условий для опережающего развития ТЭК и выхода с энергетической продукцией в другие регионы страны и на экспорт.

На основе выявленных при SWOT-анализе сильных сторон и возможностей ТЭК Иркутской области были конкретизированы приоритетные направления развития ТЭК области:

- повышение эффективности использования топлива и энергии;
- обеспечение требуемых уровней энергетической безопасности;
- освоение углеводородных ресурсов и газификация потребителей;
- обеспечение надежного и качественного энерго-, топливоснабжения всех потребителей области и, особенно удаленных и изолированных от централизованного энергоснабжения потребителей;
- повышение конкурентоспособности иркутских топливно-энергетических ресурсов (далее - ТЭР) и расширение их сбыта на внутреннем и внешнем рынках.

Необходимо отметить ряд значимых факторов, влияющих на проведение комплексных системных исследований приоритетных направлений развития ТЭК Иркутской области:

большая неопределенность будущего развития экономики и энергетических систем страны и субъектов Российской Федерации, объемов поставки региональных ТЭР на внутрироссийские и международные рынки, что требует взвешенного подхода к формированию сценариев развития ТЭК в целом и энергетических систем Иркутской области, в частности, по этапам временного периода прогнозных исследований;

комплексность и системность исследований, включающих многосторонние, многокритериальные оценки взаимозависимых с ТЭК видов экономической деятельности на территории;

определение для Иркутской области зон принятия решений (и управления) в ТЭК и ограничений со стороны федерального регулирования;

необходимость сбора, анализа и согласования большого массива исходных данных, доступ к которым ограничен.

Для реализации мероприятий по развитию ТЭК Иркутской области необходимо использовать механизмы правового регулирования, которыми располагает субъект Российской Федерации. Кроме того, субъект Российской Федерации может и должен использовать возможности задействовать предусмотренные для решения таких задач механизмы федерального уровня. Основными инструментами регулирования, доступными для органов власти субъектов Российской Федерации являются:

регулирование отдельных цен (тарифов) на электрическую и тепловую энергию и контроль за их применением;

утверждение инвестиционных программ отдельных субъектов электроэнергетики и организаций в сфере теплоснабжения и контроль за их реализацией;

согласование инвестиционных программ территориальных электросетевых компаний (далее - ТСО), которые утверждают федеральные органы исполнительной власти.

В таблице 1 представлен обобщенный SWOT-анализ, включающий сильные и слабые стороны, возможности и угрозы текущего состояния ТЭК Иркутской области.

Перспективные направления и реализующие их мероприятия по развитию ТЭК Иркутской области на период до 2036 года с целевым видением на перспективу до 2050 года сформированы с учетом влияния внутренних и внешних факторов на базе стратегии социально-экономического развития области на период до 2036 года.

По аналогии с этими программными документами к рассмотрению приняты два сценария развития экономики области: консервативный и инновационный, и, как следствие, два аналогичных сценария развития ТЭК Иркутской области.

Таблица 1 – SWOT-анализ существующего положения ТЭК Иркутской области

СИЛЬНЫЕ СТОРОНЫ	СЛАБЫЕ СТОРОНЫ
- Преобладание в структуре производимого ВРП доли энергетических видов деятельности с экспортно-ориентированной продукцией, обеспечивает высокий уровень наполняемости консолидированных бюджетов Российской Федерации и области. - Низкие цены на уголь и электроэнергию значительно снижают себестоимость продукции в различных отраслях экономики и повышают ее конкурентоспособность на внутреннем и внешнем рынках. - Присутствие на территории мощных энергокомпаний по добыче угля, нефти, природного газа, переработке (нефтепереработка, углеобогащение, лесной комплекс) и производству энергоресурсов (электрической и тепловой энергии). - Развитая энергетическая инфраструктура (ЛЭП, нефтепроводы, экспортный газопровод). - Достаточные возможности по удовлетворению потребностей в котельно-печном топливе (далее - КПТ) из собственных источников области. - Наличие мощностей по конверсии и обогащению урана. - Высокая доля ГЭС в структуре производства электроэнергии способствует развитию экологически чистой энергетики. - Регулярное ежегодное проведение природоохранных мероприятий на крупных энергообъектах области (далее - ТЭС) способствуют снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. - Планы на модернизацию и централизацию теплоснабжения в г. Иркутске способствуют снижению выбросов и, соответственно, загрязнению воздуха. - Фактическое сохранение единой корпоративной структуры компаний, входящих в Еп+ Group, позволяет проводить им скоординированную энергетическую политику в регионе. - Наличие ВУЗов для подготовки кадров в отрасли ТЭК. - Наличие научных организаций (институтов РАН и ВУЗов), позволяют проводить научные исследования по актуальным проблемам ТЭК и разрабатывать документы федерального и регионального уровня, относящиеся к ТЭК.	- Низкий уровень глубины переработки, добываемых на территории области энергетических ресурсов приводит к большим потерям добавленной стоимости, к более низким темпам роста валового регионального продукта и к замедленному повышению жизненного уровня населения. - Незначительная доля природного газа в ТЭБ региона. - Отсутствие газотранспортной инфраструктуры. - Высокие цены на тепловую энергию. - Низкая эффективность использования ТЭР. - Высокий уровень потерь электрической и тепловой энергии и особенно в тепловых сетях. - Высокая доля износа основных фондов. - Наличие труднодоступных населенных пунктов, изолированных от централизованного электроснабжения, где ограничено обеспечения энергией. - Высокие цены на привозное топливо для автономных электростанций труднодоступных территорий из-за сложных логистических схем. - Выделение бюджетных средств на выравнивание тарифов для населения труднодоступных населенных пунктов вследствие высоких значений себестоимости производства энергии. - Незначительный объем экспорта нефтепродуктов в страны Восточной Азии – Монголию и Автономный район Внутренняя Монголия (далее - АРВМ) Китая. - Высокая доля угля в балансе КПТ обуславливает значительные выбросы в атмосферу загрязняющих веществ и парниковых газов. - Существенные выбросы диоксидов серы, способных включаться в дальний перенос (до оз. Байкал) связаны с ухудшением качества угля и отсутствием сероочистки на крупных ТЭС. - Устаревшее или полное отсутствие золоулавливающего оборудования в котельных области является причиной значительных выбросов твердых частиц, что способствует росту онкологических заболеваний среди населения. - Значительные объемы образования отходов производства и потребления при добыче ТЭР: угля и углеводородов.

ВОЗМОЖНОСТИ	УГРОЗЫ
1. Значительные запасы ТЭР. 2. Развитие энергетической и транспортной инфраструктуры. 3. Повышение сбалансированности ТЭБ при перспективном увеличении потребления природного газа в качестве КПТ. 4. Наличие в труднодоступных районах разрабатываемых месторождений углеводородов, которые можно использовать в качестве альтернативы дизельному топливу (далее - ДТ). 5. Высокие значения показателей гелиопотенциала, что создает предпосылки для его использования с целью снижения потребления дизельного топлива. 6. Создание центра по предоставлению энергетических услуг по сепарации критических материалов из промышленного мусора по схеме толлинга на основе компетенций Ангарского электрохимического завода и дешёвой электроэнергии. 7. Наличие технологий по подготовки топлива к сжиганию. 8. Широкое применение современных цифровых систем контроля и управления, позволяющих перейти к риск-ориентированному управлению энергообъектами в условиях ограниченных финансовых и материальных ресурсов. 9. Масштабное производство электролизного водорода; применение водорода в качестве топлива на транспорте в локациях с высоким уровнем загрязнения атмосферы.	1. Ограниченность собственных финансовых средств и низкая доступность к внутренним и внешним кредитным инвестиционным ресурсам для реализации инвестиционных проектов по производству новых видов энергии, по глубокой переработке традиционных энергетических ресурсов, по развитию транспортной системы для эффективного энергоснабжения потребителей. 2. Экологические ограничения на развитие ТЭК. 3. Увеличение степени износа ОПФ энергетики с возможным увеличением числа аварийных недопоставок конечных видов энергии потребителям. 4. Темпы износа ОПФ превышают темпы модернизации и сооружения новых ОПФ. 5. Сложности обоснования модернизации энергообъектов в труднодоступных районах из-за отсутствия достоверной информации по электростанциям и котельным. 6. Дефицит квалифицированных кадров по энергетическим специальностям особенно в труднодоступных районах. 7. Снижение качества воздуха, рост заболеваемости населения. 8. Рост ущерба элементам природной среды с необратимыми последствиями. 9. Изъятие значительных территорий из хозяйственного оборота для размещения отходов производства и потребления, в том числе золошлаковых отходов. 10. Ужесточение государственной тарифной политики в сфере энергетики.

Консервативный сценарий предусматривает экстенсивный рост отраслей преимущественно добывающей промышленности и металлургии, продолжение реализации уже начатых инвестиционных проектов в различных сферах хозяйства. В целом этот сценарий предполагает сдержанное развитие экономики и сохраняет на перспективу ресурсно-ориентированную модель развития области.

Следует отметить, что рассмотрение консервативного сценария в значительной степени обусловлено возможным нарастанием рисков и угроз, выявленных в SWOT-анализе.

Инновационный сценарий предусматривает создание и приоритетное развитие высокотехнологичных и наукоемких отраслей (газохимической, авиационной, фармацевтической и др.), расширение газификации населения и коммунально-бытового сектора, переход на технологии с низким уровнем выбросов парниковых газов для достижения директив политики

декарбонизации. Этот сценарий предполагает, что будут максимальное использование существующих сильных сторон и возможностей ТЭК Иркутской области и их усиление в будущем.

Временной интервал, в котором рассматриваются стратегические показатели развития ТЭК, представлен опорными годами периода с 2022 по 2036 год с целевым видением до 2050 года.

На основе сценариев развития экономики области сформированы и рассчитаны основные макроэкономические показатели развития, определены уровни потребления электрической и тепловой энергии, топливных ресурсов по отраслям экономики с учетом основных инвестиционных проектов в промышленности, строительстве, социальной сфере и индивидуальном жилищном строительстве.

Общеэкономические характеристики

Анализ важнейших макроэкономических показателей Иркутской области, учитывающий изменения, сложившиеся к настоящему времени, включая ресурсный потенциал территории и потребность в этих ресурсах для покрытия прогнозируемого спроса на них, подтверждает то, что область является лидером среди регионов СФО. В выпускаемой продукции преобладают энергоемкие производства минерально-сырьевого и перерабатывающего комплексов, что, в свою очередь, исторически позволило сформировать один из крупнейших в России и в СФО топливно-энергетический комплекс. В настоящее время бюджет области на 42% формируется за счет налоговых поступлений от ТЭК, из которых 25,7% за счет добычи нефти. Исходя из современных вызовов, связанных с санкциями и мировым переходом к низкоуглеродной энергетике, драйверами (движущей силой) развития территории должны стать использование более качественных видов энергетических ресурсов (газ, электроэнергия), а также газификация региона, развитие производств с глубокой переработкой сырьевых энергетических ресурсов.

Энергостратегия опирается на следующие основные положения:

1. На базе двух сценариев развития экономики Иркутской области сформированы три сценария развития ТЭК. Консервативному сценарию экономики соответствует консервативный сценарий развития ТЭК, а в рамках инновационного сценария экономики сформированы инновационный и целевой сценарии развития ТЭК. В Энергостратегии проводится их сравнение и сопоставление достигаемых ими основных показателей развития, прогнозируемых диапазонов производства и потребления энергоресурсов, а также влияния на развитие ТЭК области внешних, внутрироссийских и региональных факторов, включая риски и угрозы развитию ТЭК.

2. Для минимизации рисков и угроз надежному электроснабжению потребителей Иркутской области, появившихся за последние три года, предлагаются технические, организационно-правовые направления по устранению дефицита мощности и повышению пропускной способности

электрических сетей, обеспечению надежного и качественного энергоснабжения потребителей.

3. В связи с относительной неполнотой и большой неопределенностью исходной информации и предполагаемых перспективных условий, формирующих будущее ТЭК Иркутской области, предлагается применить принцип преемственности этапов, когда при невыполнении каких-либо предпосылок происходит изменение сценария (траектории) движения, обеспечивающего реализацию стратегических направлений Энергостратегии в условиях новых вызовов и рисков.

4. Рассмотренные сценарии имеют достаточно широкий диапазон макроэкономических показателей. Консервативный сценарий характеризуется высокой угольной составляющей и сдержанными темпами развития экономики области, тогда как реализация инновационного и целевого сценариев соответствует активному росту экономики и в большой степени зависит от появления сетевого газа, получаемого по магистральным газопроводам «Сила Сибири-2».

5. Рассматриваемые сценарии содержат значительную угольную генерацию (ТЭЦ и котельные), поэтому выполнить мероприятия по направлению «Чистый воздух» в полном объеме в регионе невозможно. В такой ситуации существенное улучшение экологической обстановки возможно только на локальном уровне. Для выполнения программы «Чистый воздух» в Иркутской области требуется масштабная газификация.

Потребление топливно-энергетических ресурсов

Перспективное потребление ТЭР в консервативном сценарии развития экономики составит к 2036 году 25,7 млн т у.т., к 2050 году – 30,4 млн т у.т. и увеличится по сравнению с 2022 годом в 1,4 раза и в 1,6 раза; в инновационном – соответственно, 32,2 и 37,2 млн т у.т. с увеличением в 1,7 раза и в 2,0 раза. Высокие темпы роста энергопотребления до 2036 года связаны с реализацией в этот период большого количества проектов, в том числе энергоемких в обрабатывающих отраслях. Наибольшую долю в конечном энергопотреблении занимает промышленность.

Объем электропотребления в консервативном сценарии по сравнению с 2022 годом увеличится к 2036 году в 1,4 раза и составит 76,9 млрд кВт·ч, к 2050 году – в 1,7 раза (94,1 млрд кВт·ч). В инновационном и целевом сценариях электропотребление увеличится к 2036 году по сравнению с 2022 годом в 1,7 раза (92,7 млрд кВт·ч), к 2050 году – в 2,1 раза (114,1 млрд кВт·ч).

Рост теплопотребления при умеренном (текущем) темпе роста по консервативному сценарию оценивается в 40,8 млн Гкал к 2036 году и в 44,1 – к 2050 году, по инновационному сценарию, подразумевающему устойчивый рост потребления тепловой энергии относительно 2022 году – до 43,8 и 51,6 млн Гкал соответственно.

Для обеспечения прогнозной потребности в энергоресурсах сформирован прогноз производства ТЭР для трех сценариев развития

энергетики. Основным фактором - движущей силой экономики области, влияющим на развитие ТЭК, является возможность широкомасштабного использования природного газа и, соответственно, развитие газовой отрасли.

Газовая промышленность

В соответствии с комплексной оценкой ресурсного потенциала Иркутской области по природному (свободному) газу, выполненной в 2009 году, начальные суммарные ресурсы газа региона составляют 12 048 млрд м³. Степень их разведанности не превышает 16,3%. Сохраняются высокие перспективы открытия новых месторождений и прироста запасов.

На начало 2023 года в Иркутской области выявлено 46 месторождений углеводородов, содержащих запасы природного и попутного газа. Суммарные запасы природного газа (свободного, включая газ газовых шапок) в 31-м месторождении составляют 3264,8 млрд м³, извлекаемые запасы попутного (растворенного в нефти) газа в 33-х месторождениях – 176,7 млрд м³, запасы гелия в 11-и месторождениях – 5,8 млрд м³. Выработанность разбуренных запасов ($A+B_1+C_1$) составила 2% открыто Илгинское ГКМ с запасами газа 135,4 млрд м³.

Обеспеченность достигнутого уровня добычи балансовыми запасами у основных газодобывающих компаний в регионе (ПАО «Газпром», ПАО «Верхнечонскнефтегаз», Группа компаний ИНК, АО «НК Дулисьма», АО «Братскэкогаз») в целом превышает 100 лет.

Имеющийся потенциал ресурсов газа области способен обеспечить на период до 2036 года и на перспективу до 2050 года не только внутренние потребности региона, включая развитие газификации и газохимии, но и значительные объемы экспортных поставок.

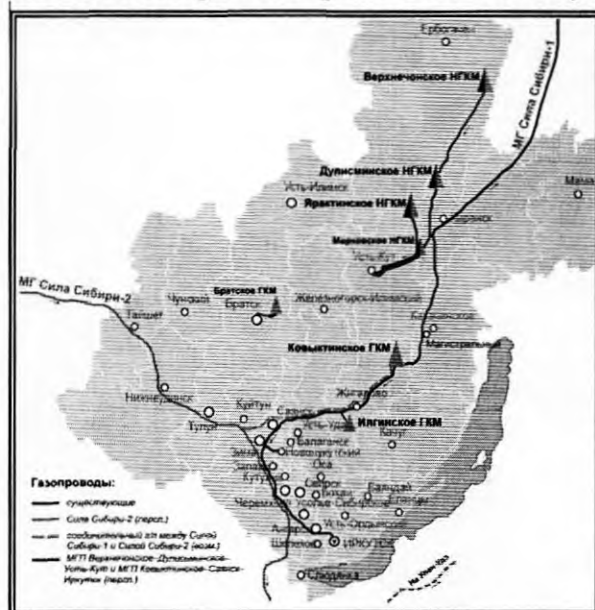
Сценарии развития газовой отрасли значительно отличаются по срокам газификации и охвату газификацией различных потребителей, в меньшей степени – по уровням добычи газа в регионе.

Консервативный сценарий исходит из того, что до 2036 года планируется газифицировать только северные районы: г. Братск – газом Братского ГКМ, г. Усть-Кут и Усть-Кутский район – газом Ярактинского и Марковского НГКМ, а Жигаловский, Казачинско-Ленский и Киренский районы – газом Ковыктинского месторождения, за счет отборов газа из МГ «Сила Сибири-1» (при этом почти весь добываемый на Ковыктинском ГКМ газ будет поставляться по МГ «Сила Сибири-1» на экспорт и в восточные регионы страны). Все районы вдоль Транссибирской магистрали на юге области планируется газифицировать по этому сценарию после 2036 года газом от МГ «Сила Сибири-2». Ввиду того, что по нему мог бы поставляться «сухой газ» (в основном метан), химическая промышленность юга области останется без ценных компонентов для газохимии.

Инновационный сценарий исходит из того, что в г. Усть-Кут планируется дополнительное поступление газа по новому МГ Верхнечонское – Дулисьминское – Усть-Кут с поставками после переработки - «сухого» газа (метана) на новую Ленскую ТЭЦ, а ценных попутных компонентов – на

газохимический комплекс и Иркутский завод полимеров. Планируется, что газификация потребителей основного промышленного пояса на юге области начнёт осуществляться к 2033 году за счет газа Ковыктинского ГКМ, поставляемого по газопроводу Ковыкта – Саянск – Иркутск.

В целевом сценарии, в отличие от инновационного, в МГ Ковыкта – Саянск – Иркутск будет подаваться газ с Илгинского ГКМ и по схеме свопа (в обмен на газ якутских месторождений ООО «ИНК», подаваемый в МГ «Сила Сибири-1» в районе г. Ленск) газ Ковыктинского ГКМ (рисунок 1).



Структура поставок газа по районам Иркутской области, месторождения газа и магистральные газопроводы

Газифицируемый район	Источник газа	Компания (недропользователь)	Магистральный газопровод	Объемы поставок газа, млрд м³			
				2036	%	2050	%
Братский	Братское ГКМ	АО «Братский» (ПАО НК «Роснефть»)	Братское-Братск	0,20	1,8	0,23	1,7
Усть-Кутский	Ярктинское, Марковское НКМ	Группа компаний ИИК	Ярктинское-Марковское-Усть-Кут	0,81	7,1	0,73	5,3
	Верхнечонское, Дудинское НКМ	ПАО «ВЧН» (ПАО НК «Роснефть»), АО «Дудинское»	Верхнечонское-Дудинское-Усть-Кут	1,50	13,2	1,87	13,7
Южные районы области от Жигаловского до Шелеховского	Ковыктинское ГКМ	ПАО «Газпром»	Ковыктинское-Саянск-Иркутск	7,00	61,9	7,00	51,1
Казачинско-Ленский, Киренский			Сила Сибири-1	0,06	0,6	0,07	0,5
Южные районы области от Тайшетского до Шелеховского	Газ ЕСГ		Сила Сибири-2	1,74	15,4	3,81	27,8
Всего				11,3	100	13,7	100

- Прогнозируется строительство МГП Ковыктинское – Саянск-Иркутск, протяженностью 622 км. МГП определяет объекты, при строительстве которых предусматриваются меры государственной поддержки. Этим решается проблема обеспечения химической промышленности «жирными» газом.
- На севере планируется строительство МГП Верхнечонское – Дудинское – Усть-Кут протяженностью 475 км для подачи газа на Усть-Кутский ГПЗ и Ленскую ТЭС.
- Потребители вдоль Транссибирской магистрали будут снабжаться газом от иркутского участка МГ «Сила Сибири-2» длиной около 800 км.

Рисунок 1 – Развитие газовой отрасли в Иркутской области

Перспективными для развития газификации Иркутской области могут стать южные месторождения газа, например, Ангара-Ленское.

Развитие газификации по консервативному сценарию должно сопровождаться ростом потребления газа в Иркутской области с 127 млн м³ в 2022 г. до 1,1 млрд м³ к 2036 г. и до 3,0 млрд м³ к 2050 г. При этом наибольшую долю в потреблении газа займут предприятия – 84% и 82%, соответственно. Доля котельных составит 10%, а населения – 6% и 8%, соответственно. Газификация ТЭС в этом сценарии не предусматривается.

Крупнейшими потребителями газа, при реализации планов газификации и газоснабжения, станут химические предприятия. ООО «Иркутский завод полимеров» – с 2025 г., а АО «АНХК» и АО «Ангарский завод полимеров» – после 2036 г. Относительно небольшие объемы потребления газа АО «Саянскхимпласт» (50 млн м³ в год) обусловлены отсутствием в газе ценных попутных компонентов.

По инновационному сценарию предполагается рост потребления газа в регионе до 11,3 млрд м³ к 2036 г. и до 13,7 млрд м³ к 2050 г. При этом наибольшую долю в потреблении газа займут ТЭС – 57% и 59%, соответственно. Доля предприятий составит 34% и 36%, соответственно, котельных – 3%, а населения – около 2%. Крупнейшими потребителями газа по этому сценарию с 2033 г. станут переводимые с угля на газ действующие ТЭЦ-9, ТЭЦ-10 и Ново-Иркутская ТЭЦ, а также новые газовые

Правобережная ТЭЦ (г. Иркутск) и Иркутско-Черемховская ТЭЦ, а с 2030 г. – Ленская ТЭС (г. Усть-Кут). Будут снабжаться газом, как и в консервативном сценарии, химические предприятия, но со сдвигом по срокам: ООО «Иркутский завод полимеров» – с 2025 г., АО «Саянскхимпласт», АО «АНХК» и АО «Ангарский завод полимеров» – начиная с 2033 г. Увеличение потребления газа на АО «Саянскхимпласт» (до 655 млн м³ в год) связано с наличием в газе ценных компонентов и появлением газохимии. Планируется, что к упомянутым потребителям газа будут добавлены и другие химические предприятия: новый Федеральный центр химии в г. Усолье-Сибирское (после 2033 г.) и АО «Ангарский азотно-туковый завод» (после 2036 г.).

Предполагается, что увеличится количество потребителей газа среди других предприятий различного профиля. Потребителями газа дополнительно должно стать значительное количество котельных. Прогнозируется, что газификация населения к 2050 г. достигнет определенный Региональной программой газификации уровень потенциальной газификации населения природным газом – 33,4%.

По целевому сценарию предполагается рост потребления газа в регионе до 12,2 млрд м³ к 2036 г. и до 17,9 млрд м³ к 2050 г. При этом наибольшую долю в потреблении газа займут ТЭС – 61% и 68%, соответственно. Доля предприятий составит 34% и 28%, соответственно, котельных – 3%, а населения – менее 2%. При таких показателях газификация и газоснабжение в Иркутской области будут приближаться к среднероссийским.

Потребителями газа по этому сценарию должны стать Ленская ТЭС (с 2030 г.) и все ТЭЦ на юге области: действующие ТЭЦ-9, ТЭЦ-10 и Ново-Иркутская ТЭЦ, а также новые газовые Правобережная ТЭЦ г. Иркутска и Иркутско-Черемховская ТЭЦ – с 2033 г., и дополнительно к инновационному сценарию – действующие Ново-Зиминская ТЭЦ, ТЭЦ-12, ТЭЦ-5 – с 2036 г., ТЭЦ-11 (включая новые мощности) и новые мощности на ТЭЦ-10 – после 2036 г.

Ускорятся темпы перехода на использование газа на других предприятиях различного профиля. Еще больше вырастет охват газификацией котельных. Динамика потребления газа химическими предприятиями аналогична инновационному сценарию, лишь Федеральный центр химии в г. Усолье-Сибирское начнет использовать газ с 2033 г.

Интенсивный рост потребления газа потребует существенного роста добычи газа в Иркутской области.

Динамика добычи газа за вычетом закачки в пласт в Иркутской области по консервативному сценарию будет характеризоваться ростом с 3,0 млрд м³ в 2022 г. до 22,5 млрд м³ к 2036 г. и до 22,4 млрд м³ к 2050 г. При этом наибольшая доля в добыче газа придется на Ковыктинское ГКМ – 76%. Доля Братского ГКМ составит около 1%, а доля нефтегазовых промыслов – 23%. При этом произойдет рост закачки газа в пласт с 3,3 млрд м³ в 2022 г. до 10,0 млрд м³ в 2025 г. с последующим снижением до 7,9 млрд м³ к 2050 г.

Сжигание в факелах уменьшится на 6,0 млрд м³ – с 6,7 млрд м³ к в 2022 г. до 0,7 млрд м³ к 2050 г.

По инновационному сценарию предполагается рост добычи газа за вычетом закачки в пласт в регионе с 3,0 млрд м³ в 2022 г. до 31,0 млрд м³ к 2036 г. и до 31,6 млрд м³ к 2050 г. При этом, наибольшая доля в добыче газа придется на Ковыктинское ГКМ – 77–76%. Доля Братского ГКМ составит около 1%, а доля нефтегазовых промыслов – 22–23%. Также произойдет рост закачки газа в пласт с 3,3 млрд м³ в 2022 г. до 10,4 млрд м³ в 2025 г. с последующим снижением до 8,5 млрд м³ к 2050 г. и уменьшение объемов сжигаемого в факелах газа с 6,7 млрд м³ в 2022 г. до 0,7 млрд м³ к 2050 г.

По целевому сценарию предполагается рост добычи газа за вычетом закачки в пласт в регионе с 3,0 млрд м³ в 2022 г. до 35,0 млрд м³ к 2036 г. и до 35,6 млрд м³ к 2050 г. При этом, наибольшая доля в добыче газа придется на Ковыктинское ГКМ – 68–67%, доля Илгинского ГКМ – 11%. Доля Братского ГКМ составит менее 1%, а доля нефтегазовых промыслов – 19–20%. Изменение объемов закачки в пласт и объемов сжигаемого в факелах газа будет происходить аналогично инновационному сценарию.

В настоящее время в Иркутской области по Региональной программе газификации ведется строительство газораспределительной инфраструктуры в северных районах области. Для подачи газа в районы Жигаловский, Киренский, Казачинско-Ленский и Усть-Кутский предусматривается сооружение газопроводов-отводов (далее - ГО) и газораспределительных станций (ГРС): ГО от МГ Ковыкта – Жигалово и ГРС Жигалово; ГО от МГ «Сила Сибири-1» и ГРС Киренск; ГО от МГ «Сила Сибири-1» и ГРС Магистральный; ГО от газопровода Марково – Усть-Кут и ГРС Толстый мыс. Сооружение этих объектов предусматривается во всех сценариях развития газовой отрасли.

В инновационном и целевом сценариях, как отмечалось выше, помимо МГ «Сила Сибири-2» предусматривается сооружение МГ Ковыкта – Саянск – Иркутск, протяженностью 622 км диаметром 720 мм, включая уже уложенный участок протяженностью 112 км. Он может быть построен менее, чем за 2 года. По целевому сценарию дополнительно необходимо построить 30 км газопровода для подачи газа с Илгинского ГКМ в МГ Ковыкта – Саянск – Иркутск.

Также в инновационном и целевом сценариях предусматривается строительство МГ Верхнечонское – Дулиньминское – Верхнемарково – Усть-Кут протяженностью 475 км диаметром 529 мм с целью подачи газа северных месторождений на Ленскую ТЭС. Суммарная протяженность магистральных газопроводов в рассматриваемой перспективе составит 2767 км.

С целью реализации проектов МГ для подачи газа независимых недропользователей потребителям Иркутской области предлагается создание консорциума (объединения) заинтересованных компаний. Создание такого консорциума могло бы активизировать процесс газификации Иркутской области на базе месторождений независимых недропользователей.

Угольная промышленность

Территориальная производственная структура угольной отрасли по сценариям развития ТЭК имеет соответствующие отличия в зависимости от реализации стратегии социально-экономического развития на период до 2036 года, развития угольной генерации и других аспектов, учитываемых при разработке сценариев.

Значительные ресурсы и запасы угля в области позволяют развивать угольную отрасль за счет постоянного пополнения балансовых запасов, которые главным образом представлены каменным углем (80%), залегающим преимущественно в пределах Тунгусского и Иркутского бассейнов (рисунок 2). Из всех разведанных запасов доля пригодных для отработки наиболее эффективным открытым способом составляет 95%. Эти запасы сосредоточены в основном в четырех месторождениях Иркутского бассейна: Азейском, Мугунском, Черемховском и Ишидейском.

Однако наметилась тенденция сокращения запасов действующих предприятий при малой доле строящихся объектов угледобычи. С учетом востребованности в перспективе более высоких объемов добычи необходимо обеспечить дополнительные геологоразведочные работы. Угли Иркутской области относятся к среднезольным, содержание серы существенно зависит от угольных пластов и возрастает с увеличением глубины их залегания в отдельных месторождениях, что ограничивает возможности использования этих углей без топливоподготовки.

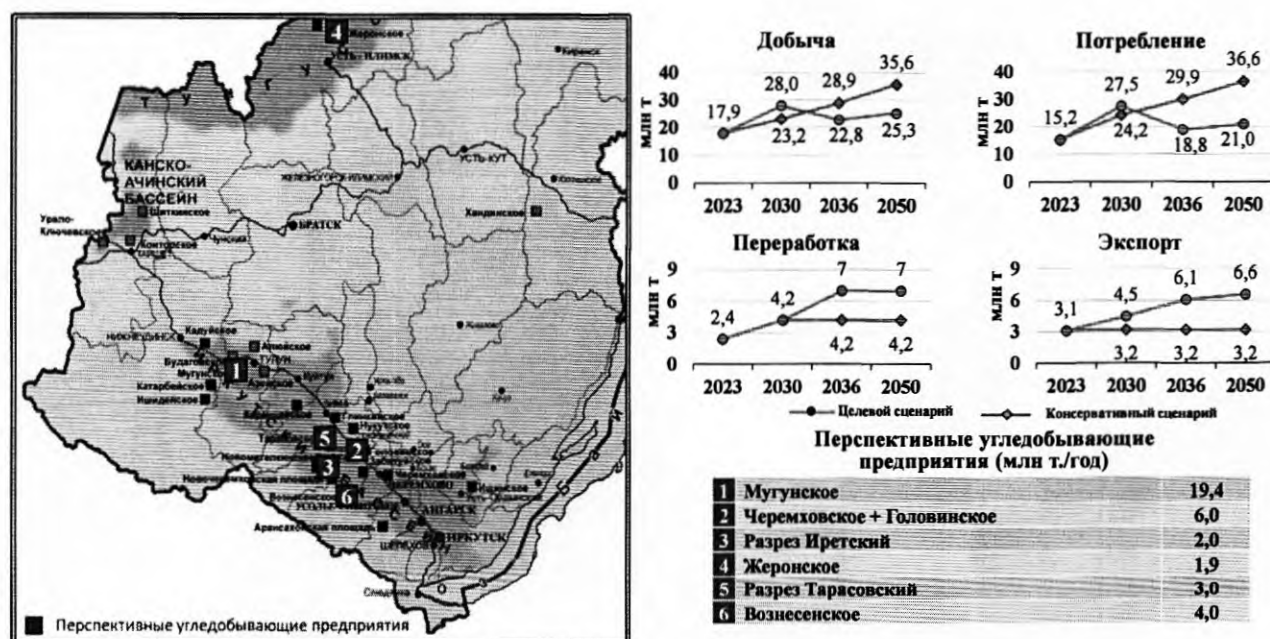


Рисунок 2 – Развитие угольной промышленности

Планируется, что развитие угледобычи будет направлено на создание углехимических производств, а также на умеренное развитие экспорта угля после 2030 года. Экспорт угля в консервативном сценарии останется на современном уровне, в инновационном увеличится к 2050 году

до 5,7 млн т/год, в целевом – до 6,6 млн т /год. В настоящее время проблемы с вывозом угля за пределы Иркутской области связаны, в том числе, с ограничениями на пропускную и провозную способность БАМа и ВСЖД. Проводимая модернизация и развитие БАМа могут значительно снизить указанные ограничения. Снижение в перспективе уровня добычи угля в Иркутской области, вызванное, в том числе, сокращением на рынках сбыта в трансграничных регионах, и как следствие, снижение экспортных поставок из региона, может привести к социальной напряженности в угольной отрасли.

Нефтяная промышленность

Добыча нефти на основных эксплуатируемых месторождениях области достигла пиковых значений, поэтому в дальнейшем необходимо проведение мероприятий по оптимизации и интенсификации притоков нефти в скважины, мониторингу режима эксплуатации объектов инфраструктуры, реализации геолого-технических работ. В рассматриваемой перспективе в области сохраняется экспортно-ориентированная добыча нефти. Перспективными районами нефтедобычи являются Чонская группа месторождений на севере области, по границе с Республикой Саха (Якутия), и северо-западная часть Катангского района. Извлекаемые запасы оценены в 375 млн т нефти, с общим потенциалом добычи в 1,3 млрд т нефти (по прогнозным ресурсам). Необходимо предусмотреть формирование соответствующей трубопроводной инфраструктуры с новых месторождений.

Развитие нефтепереработки связано с модернизацией Ангарского НПЗ с целью увеличения глубины переработки нефти и выхода светлых нефтепродуктов, повышения их качества при максимальном использовании отечественных технологий и оборудования.

Перспективная территориально-производственная структура нефтяной промышленности (рисунок 3) характеризуется большей вовлеченностью меньших по объемам добычи нефтяных месторождений. Прогнозируется, что за горизонтом 2030–2036 гг. выйдет на проектную мощность планируемый ПАО «Газпром нефть» новый центр добычи углеводородов в Восточной Сибири на базе ресурсов Вакунайского, Тымпучиканского, Игнялинского месторождений, сосредоточенных на севере области.



Рисунок 3 – Перспективная территориально-производственная структура нефтяной промышленности

Вся нефть из указанных выше месторождений, с большой вероятностью, будет поступать в магистральный нефтепровод ВСТО.

Дальнейшее развитие АНХК, повышение глубины нефтепереработки, увеличение объемов и качества вторичной нефтепереработки будут идти согласно долгосрочной стратегии ПАО «НК «Роснефть» на основе нефтяных ресурсов Западно-Сибирского региона.

Электроэнергетика

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы области составила 13,12 ГВт, из которых 9,16 ГВт приходилось на гидроэлектростанциях (далее - ГЭС) и 3,96 ГВт – на тепловые электростанции (ТЭС, большинство из которых ТЭЦ). Протяжённость линий электропередачи в Иркутской области по состоянию на конец 2024 года составляет: ЛЭП 0,4 кВ – 22 тыс. км; ЛЭП 6-35 кВ – 24,8 тыс. км; ЛЭП 110 кВ – 3,9 тыс. км; ЛЭП 220 кВ – 2,95 тыс. км, ЛЭП 500 кВ – 3,2 тыс. км. Оперативно-диспетчерское управление объектами электроэнергетики на территории Иркутской области осуществляет Филиал акционерного общества (далее - АО) «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Иркутской области» (далее - Иркутское РДУ). Иркутская энергосистема входит в состав Объединенной энергосистемы (далее - ОЭС) Сибири, являясь составной частью Единой энергетической системы (далее - ЕЭС) России.

В соответствии с Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (с изменениями и дополнениями) документами перспективного развития электроэнергетики являются актуальные редакции следующих документов:

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2024 года № 4153-р (далее - ГС до 2042 года);

схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 29 ноября 2024 года № 2328 (СиПР 2025–2030).

Соответственно, непосредственное развитие электроэнергетики Иркутской области осуществляется в соответствии с данными документами, которые являются директивными для электроэнергетики страны и региона. Кроме того, имеется Проект Энергетической стратегии Российской Федерации до 2050 года, который в настоящее время еще не утвержден.

Вышеуказанные директивные документы (ГС до 2042 года и СиПР 2025–2030) разработаны в соответствии с действующей НТД. При этом анализ действующих НТД, документов перспективного развития электроэнергетики, а также фактического состояния электроэнергетики в Иркутской области, показывает, что существует ряд проблем, факторов и обстоятельств, которые не учитываются в НТД и, как следствие, в директивных документах перспективного развития электроэнергетики.

В частности, имеются недостатки прогнозирования перспективного электропотребления, в том числе населением и приравненными к нему категориями, а также юридическими лицами с небольшой присоединенной мощностью. В результате чего прогнозы и фактические данные потребления электрической энергии и мощности за одни и те же года отличаются в ежегодно актуализируемых СиПР. В том числе прогнозируемый непокрываемый дефицит электрической мощности в юго-восточных районах ОЭС Сибири, определенный в действующем СиПР 2025–2030, значительно отличается от предыдущих СиПР 2024–2029 и СиПР 2023–2028. По факту, запаздывающие прогнозы роста электропотребления приводят к несвоевременному принятию решений по строительству новых электросетевых и генерирующих объектов, вследствие чего возникают систематические ситуации с долгим технологическим присоединением новых потребителей, включая промышленные предприятия, социально значимые объекты и население. Также возникает систематическая ситуация перегрузки центров питания 110-220 кВ в зимний период (максимум нагрузки на нужды отопления, в том числе электроотопления), и как следствие аварийные и вынужденные отключения потребителей электроэнергии, в том числе в неблагоприятный период экстремальных холодов. И это все на фоне длительных сроков строительства новых генерирующих и электросетевых объектов, обусловленных длительностью процедур по проектированию, прохождению экспертиз, выделению земельных участков и др.

В связи с данными обстоятельствами, в Энергостратегии были разработаны дополнительные (альтернативные) сценарии развития энергосистемы Иркутской области. При этом данная НИР не является директивным документом перспективного развития электроэнергетики, но в рекомендательном порядке может учитываться в рамках ежегодной актуализации СиПР и очередной актуализации Генсхемы. Кроме того,

предлагаемые сценарии могут служить обоснованием при корректировке законодательства Российской Федерации и отраслевых нормативно-правовых актов, ряд предложений озвучен в разделе 3 настоящего отчета.

При разработке дополнительных (альтернативных) сценариев развития энергосистемы Иркутской области в работе использовались следующие дополнительные критерии, цели и задачи. Базовая цель развития энергосистемы Иркутской области является обеспечение растущего спроса на электроэнергию и электрическую мощность с нормативным уровнем нормативной надежности электроснабжения и качества электроэнергии. Ожидается рост конечного электропотребления с 56,7 млрд кВт·ч в 2023 году до 92 млрд кВт·ч в консервативном и до 112 млрд кВт·ч в инновационном и целевом сценариях к 2050 году. При этом прогноз роста конечного электропотребления рассматривается не только как пассивная реакция энергосистемы на действия потребителей электроэнергии (изменение нагрузки, технологическое присоединение), но и как формирование соответствующего спроса, в том числе в промышленности, с использованием топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья (например, газохимия) путем использования соответствующих механизмов реализации. Тем самым должна достигаться более высокая цель – обеспечение экономического роста России и ее регионов, рост доходов бюджетов всех уровней, повышение социального благополучия.

Для покрытия прогнозируемой нагрузки, определяемой сценариями на основании стратегии социально-экономического развития на период до 2036 года, необходим рост производства электроэнергии: в консервативном сценарии с 68,9 ТВт·ч в 2023 году до 91,9 ТВт·ч в 2036 году с выходом на 104,5 ТВт·ч в 2050 году. Доля гидростанций в общей выработке электроэнергии снижается с 83 % в 2023 году до 55 % в 2036 году и далее до 48 % в 2050 году (при условии среднемноголетней выработки на ГЭС).

В инновационном и целевом сценариях производство электроэнергии в 2036 году должно достичь 97,3 ТВт·ч, а в 2050 году приблизится к 122 ТВт·ч. Доля ГЭС уменьшится до 50% в 2036 году, и до 41 % в 2050 году. Отличие инновационного и целевого сценариев состоит в большем объеме перевода тепловых электростанций на газовое топливо. Так, в целевом сценарии доля выработки электроэнергии на газовых ТЭС составляет 55%, а в инновационном – 38%.

Директивными документами планирования (ГС до 2042 года и СиПР 2025–2030) определены следующие мероприятия по развитию генерирующих мощностей в энергосистеме Иркутской области:

ТЭЦ-11 – новые блоки № 10, № 11 по 230 МВт (460 МВт) - 2028 году, новый блок № 12, 230 МВт – 2029 году, всего новые блоки – 690 МВт, установленная мощность по станции в 2029 году 1010,3 МВт;

новая Тельмамская ГЭС – 3 агрегата, 150 МВт (450 МВт) в 2031 году;

модернизация ГТ Мамаканской ГЭС +5,5 МВт в 2027 году;

новая Сибирская АЭС (Сибирская ТЭС) – первый блок 2041 год – 1255 МВт, второй блок в 2042 год – 1255 МВт, суммарно – 2510 МВт. Параметры реализации проекта будут уточнены при актуализации ГС до

2042 года, с учетом возможных альтернативных решений, предусматривающих сооружение генерирующих мощностей других видов;

замена оборудования блоков тепловых электростанций с истекшим сроком эксплуатации на новое без изменения установленной мощности.

Директивными документами планирования (ГС до 2042 года и СиПР 2025–2030) не определен прогноз производства электроэнергии региональными энергосистемами. Соответственно, в данной научно-исследовательской работе прогнозы производства электроэнергии разработаны только для дополнительных (альтернативных) сценариев развития Иркутской энергосистемы.

Соответственно в данной НИР применены дополнительные критерии (не учитываемые директивными документами планирования), для обоснования необходимости дополнительных энергоблоков на территории Иркутской области, на основании которых разработаны дополнительные (альтернативные) сценарии развития иркутской энергосистемы. В качестве таких критериев можно отметить:

возможность выдачи мощности в существующие электрические сети 110–220 кВ в дефицитной части иркутской энергосистемы в районе существующих и перспективных центров нагрузок, что снижает общие затраты на обеспечение перспективного электропотребления. По этому критерию предусматривается по одному дополнительному блоку на ТЭЦ-11 и ТЭЦ-10 относительно директивных документов планирования (ГС до 2042 года и СиПР 2025–2030);

топливоснабжение угольной тепловой электростанции без использования магистральных железных дорог (БАМ, Транссиб), предусматриваемых для перевозки грузов в стратегическом направлении в Китай и Азиатско-Тихоокеанский регион в целом. По этому критерию предусматривается Тулунская ТЭС (на Мугунском угольном месторождении);

необходимость использования «сухого» газа после предприятий газохимической промышленности. По этому критерию предусматривается вводы газовых станций в целевом и инновационном сценарии: Ленская (Усть-Кутская) ПГУ ТЭС (1200 МВт); Иркутско-Черемховская ТЭС (450 МВт); Правобережная ТЭЦ в г. Иркутск (650 МВт). Ленская (Усть-Кутская) ПГУ ТЭС также обеспечивает баланс электроэнергии центрально-северо-восточной части ОЭС Сибири на случай экстремальной маловодности на Ангара-Енисейском каскаде ГЭС. Две последние ТЭС располагаются в энергодефицитном Иркутско-Черемховском энергорайоне с возможностью выдачи мощности в существующие электрические сети 110–220 кВ;

обеспечение теплоснабжения г. Иркутска и пригородов за счет комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на ТЭЦ. По этому критерию предусматривается ввод вышеупомянутой Правобережной ТЭЦ в г. Иркутск;

обеспечение экологических критериев по снижению выбросов существующих угольных энергоблоков (федеральный проект «Чистый воздух»). Для этого предусматривается выше упомянутые вводы газовых станций в целевом и инновационном сценариях, а также перевод на газ существующих энергоблоков ТЭЦ без изменения их мощности (а не только

предусмотренная директивными документами планирования замена оборудования блоков тепловых электростанций с истекшим сроком эксплуатации на новое).

Разработанные в НИР дополнительные (альтернативные) сценарии развития генерирующих мощностей иркутской энергосистемы предусматривают следующее.

Для обеспечения необходимого роста выработки электроэнергии требуется развитие генерирующих мощностей путём модернизации действующего энергооборудования, ввода энергоблоков на существующих электростанциях и сооружения новых электростанций. Общий объём установленных мощностей (с учётом нормативного резервирования) в энергосистеме области в консервативном сценарии в 2036 году планируется достичь 16,8 ГВт, а в 2050 году – 18,6 ГВт. Прирост мощностей (относительно текущего состояния) должен составить 28% и 42%, соответственно. В инновационном и целевом сценариях прогнозируются, что установленные мощности в 2036 году достигнут 19,7 ГВт, а в 2050 году – 20,9 ГВт, с приростами в 50% и 59%, соответственно. Причём, основные приросты будут иметь место на тепловых электростанциях. В консервативном сценарии рост мощностей ТЭС в 2050 году составит 2,2 раза относительно текущего уровня, а в инновационном и целевом – 2,8 раза.

Прогнозируемая территориальная структура электрогенерирующего комплекса (рисунок 4) изменяется в рассматриваемой перспективе за счёт того, что новые вводы электростанций преимущественно осуществляются на юге Иркутской области (в Иркутско-Черемховском энергоузле). Этот узел, из дефицитного, зависящего от перетока из северного Братско-Усть-Илимского энергоузла, а в некоторые периоды из Республики Бурятия, при реализации всех планов превратиться практически в самобалансирующийся.

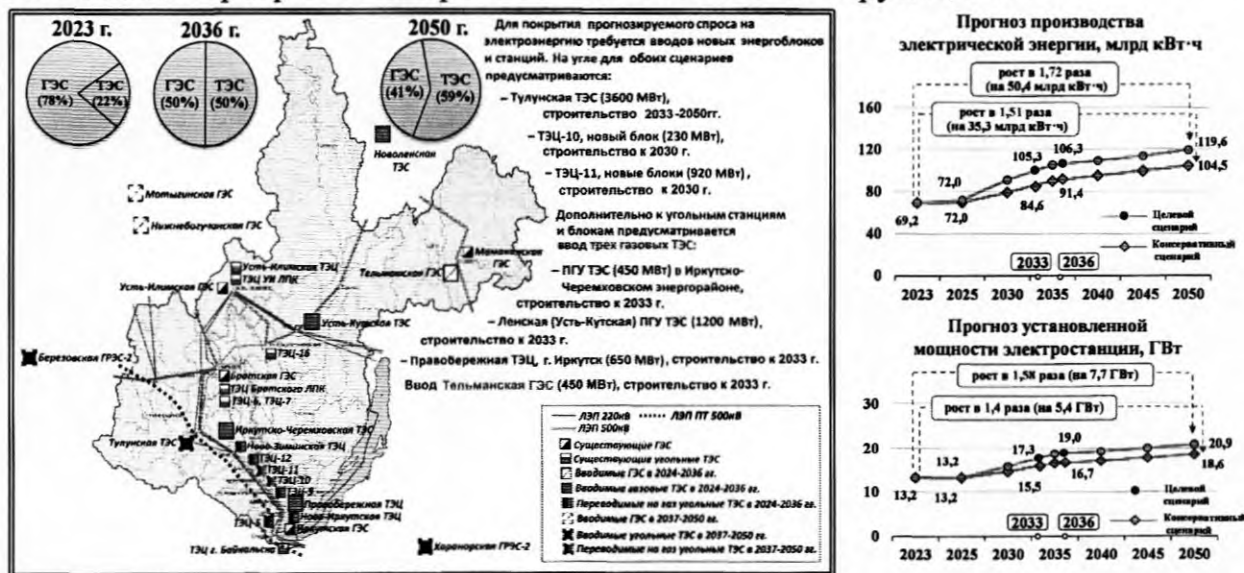


Рисунок 4 – Территориальная структура электроэнергетики

Территориальная структура электроэнергетики области различается тем, что в разных сценариях в различной степени задействованы электростанции, использующие разные виды органического топлива.

В консервативном сценарии развивается угольная электрогенерация. В инновационном – угольная электрогенерация частично замещается газовой. В целевом сценарии роль газовой электрогенерации в Иркутско-Черемховском энергоузле усиливается.

Необходимо особо отметить, что согласно утвержденной ГС до 2042 года (приложение к ГС № 9), в Иркутской области планируется сооружение АЭС, именуемой «Сибирская АЭС» («Сибирская ТЭС»). Первый блок мощностью 1255 МВт планируется ввести к 2041 году, а второй блок к 2042 году. В связи с этим необходимо отметить, что планируемое сооружение данной АЭС не было обосновано, так как необходимо учитывать высокую сейсмичность Иркутской области, жесткие экологические требования в отношении о. Байкал, а также баланс генерирующих мощностей региона. Для покрытия увеличивающегося дефицита мощности в южной части Иркутской области, даже в среднесрочной перспективе, альтернативным решением могло бы стать сооружение Тулунской ТЭС (по срокам и стоимости), которая может рассматриваться как альтернативное решение.

Электросетевая инфраструктура

Это одно из важнейших направлений в электроэнергетике, поскольку проблема локальных дефицитов электрической мощности в значительной степени связана с электрическими сетями.

Состояние электросетевого комплекса Иркутской области, как отмечалось выше, характеризуется рядом острых проблем: высокий износ основных фондов, аварийность в сетях, медленное снижение уровня потерь электроэнергии, нехватка необходимой валовой выручки (НВВ), дефицит электрической мощности и т.д., и как следствие – невозможность подключения новых потребителей. В Энергостратегии предложены подходы и конкретные планы решения упомянутых проблем, включая развитие электрических сетей на перспективу. Детально рассматривались три крупнейшие территориальные электросетевые организации (ТСО), так как именно они обеспечивают почти 90% рынка электросетевых услуг (по объему выручки): АО «ИЭСК»; ОГУЭП «ОКЭ»; АО «БЭСК». При этом акцент сделан в основном на распределительные сети напряжением 35 кВ и ниже, где существуют наиболее острые проблемы и к которым подключено большинство потребителей. Кроме того, согласно существующей нормативно-правовой базе, планы развития сетей 110 кВ и выше детализируются в ежегодно утверждаемых СиПР, в то время как сети 35 кВ и ниже там не рассматриваются.

Как в настоящее время, так и в перспективе предусматривается развитие электросетевой инфраструктуры, направленное на:

повышение качества электроэнергии, обеспечивающее выполнение ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;

активное внедрение новейших технологий: стандарт МЭК 61850 (цифровая подстанция), трансформаторы тока электронно-оптических и делители напряжения емкостно-электронные, реклоузеры, современные средства управления реактивной мощностью и др.;

снижение потерь электроэнергии;

обеспечение надежности электроснабжения потребителей.

Реализация мер по развитию электросетевой инфраструктуры возможна за счет средств необходимой валовой выручки (НВВ) территориальных сетевых организаций (ТСО), увеличение которой при действующих правилах ценообразования приведет к росту тарифов на передачу электроэнергии для потребителей. Возможными источниками финансирования могут стать привлечение собственных средств, плата за присоединение и другие механизмы, которые рассматриваются далее.

Поскольку основные проблемы существуют в распределительных электросетях ТСО напряжением 35 кВ и ниже, то особое внимание необходимо уделять мероприятиям по развитию сетей данного класса напряжения.

В соответствии со статьей 6.1 Федерального закона от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» о системе перспективного развития электроэнергетики, перечень конкретных мероприятий по электросетевому строительству объектов 110 кВ и выше приводится в ГС до 2042 года и в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, утверждаемых Минэнерго России. В этих документах рассмотрен ряд важных электросетевых объектов. В частности, для обеспечения покрытия части прогнозируемого дефицита мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» предлагается к 2030 году строительство двухполюсной передачи постоянного тока (далее – ППТ) из центральной части ОЭС Сибири (со строительством преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)) в юго-восточную часть ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» пропускной способностью порядка 1500 МВт с установкой преобразовательного оборудования.

Места размещения преобразовательных подстанций подлежат определению в рамках разработки отдельной проектной документации. Реализация ППТ за счет средств ПАО «Россети» может обеспечить экономию затрат на сооружение альтернативных технических решений по строительству протяженных ЛЭП переменного тока напряжением 500 кВ, возможность управления потоками мощности с максимальной эффективностью использования пропускной способности электрической сети и возможность масштабировать реализованный проект с увеличением его пропускной способности.

С другой стороны, важно отметить, что в России фактически не производится высоковольтное оборудование для преобразовательных подстанций, что потребует использование импортного оборудования с соответствующими рисками и угрозами при строительстве и эксплуатации данной ЛЭП постоянного тока.

Для увеличения пропускной способности существующей линии электропередачи 500 кВ Братск – Иркутск возможно рассмотреть альтернативный вариант – строительство ВЛ 500 кВ Тулун – Ключи ориентировочной протяженностью 385 км.

Что касается потерь электроэнергии при её передаче и расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций, то, как показывает анализ, в абсолютном выражении к концу расчётного периода прогнозируется их возможное возрастание, так как электропотребление и выработка электростанций также растут. Однако, внутри расчётного периода их поведение различно для разных сценариев. Потери на передачу электроэнергии по состоянию на 2023 год принимались усредненно по всем классам напряжения электрических сетей ЭЭС региона на основе имеющейся статистической информации и предоставленной ТСО.

Следует отметить, что согласно указу Губернатора Иркутской области от 30 декабря 2024 года № 472-уг «Об определении системообразующей территориальной сетевой организации на территории Иркутской области», в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2024 года № 1159 «Об утверждении критериев отнесения территориальных сетевых организаций к системообразующим территориальным сетевым организациям и Правил определения системообразующих территориальных сетевых организаций», статус системообразующей территориальной сетевой компании (СТСО) присваивается АО «Иркутская электросетевая компания». Такой статус наделяет АО «ИЭСК» широкими полномочиями по регулированию электросетевой деятельности всех ТСО Иркутской области.

Предлагаемый в работе подход по строительству генерации вблизи центров нагрузки позволяет обеспечивать общий принцип развития ТСО на территории области вне зависимости от рассмотренного сценария развития электроэнергетики и принятого там уровня электропотребления.

Предлагаются следующие принципы развития электрических сетей в Иркутской энергосистеме:

1. Прогнозный уровень потребления для конкретных центров питания (существующих и перспективных) должен определяться с перспективой не менее 10–15 лет с учетом перспективных площадок для жилищного и промышленного строительства, и не должен ориентироваться только на действующие договоры технологического присоединения. Это позволит избежать последовательной реконструкции одних и тех же подстанций из-за роста нагрузок, что наблюдалось в последние 15 лет.

2. Центры питания 110 кВ и выше, а также распределительные сети 35 кВ и ниже, от которых запитаны потребители, должны быть рассчитаны исходя из реалистичного, а не заниженного коэффициента одновременности. Это позволит избежать перегрузки центров питания и распределительных электрических сетей, которая наблюдается в последние годы в южной части энергосистемы Иркутской области.

3. Схема выдачи мощности новых энергоблоков и новых электростанций должна обеспечивать выдачу мощности в существующие и

перспективные центры нагрузок. Планы строительства электрических сетей для выдачи мощности новых генерирующих мощностей должны быть синхронизированы со сроками ввода энергоблоков.

4. Развитие магистральных электрических сетей, включая межсистемные ЛЭП переменного и постоянного тока сверхвысокого напряжения, должно обеспечивать системную надежность и функционирование оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ). При этом передача мощности из других энергосистем не должна быть основным мероприятием по покрытию дефицита мощности и электроэнергии. Неосвоенные в России, как отмечалось выше, технологии передачи электроэнергии на постоянном токе (на современной элементной базе) характеризуются рисками для покрытия существующего дефицита мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири (и соответственно южной части иркутской энергосистемы), т.к. в случае возникновения технических проблем или проблем с поставками импортного электрооборудования вынужденные ограничения электропотребления могут стать систематическими.

5. Для минимизации проблем с функционированием и развитием электросетевого комплекса (снижения дефицита электрической мощности, повышения эффективности и качества электроснабжения) не только в Иркутской области, но и в Российской Федерации в целом необходимо рассматривать возможность внедрения механизма оплаты резервируемой потребителями электроэнергии сетевой мощности и введение «четвёртой» категории надёжности.

Предлагаемая территориальная структура системообразующей электрической сети области будет изменяться, в основном, в силу необходимости подключения новых электростанций к иркутской энергосистеме. В большей степени, как ожидается, трансформация территориальной структуры коснётся распределительных электрических сетей, развитие которых обусловлено необходимостью максимально возможного снижения существующего дефицита электрической мощности с целью подключения и электроснабжения потребителей коммунально-бытового (включая индивидуальное жилищное строительство), коммерческого, сельскохозяйственного и другого назначения.

Развитие электросетевой инфраструктуры иркутской энергосистемы определяется директивными документами планирования: ГС до 2042 года и СиПР 2025–2030. Наиболее полно и подробно мероприятия отражаются в ежегодно актуализируемом СиПР и обосновывающих материалах к нему. Этих мероприятий определено достаточно много, а потому в данной научно-исследовательской работе они не дублируются.

Планируемое развитие электросетевой инфраструктуры характеризуется следующими прогнозируемыми показателями. К 2036 году (от уровня 2024 года) необходимо построить 7,4 тыс. км новых ЛЭП напряжением 0,4 кВ. В последующий период до 2050 года планируется дополнительно ввести 7 тыс. км новых ЛЭП данного класса напряжения. К 2036 года планируется построить ЛЭП 6-35 кВ 3,5 тыс. км, а в последующий период до 2050 года ещё 5,2 тыс. км. К 2036 году планируется построить

ЛЭП 110 кВ 0,08 тыс. км и далее в последующий период до 2050 года дополнительно 0,11 тыс. км. К 2036 году планируется построить ЛЭП 220 кВ 0,05 тыс. км и в последующий период до 2050 года дополнительно 0,04 тыс. км линий данного класса напряжения. К 2036 году и к 2050 году планы строительства ЛЭП 110, 220 и 500 кВ будут уточняться согласно СиПР. К 2036 году необходимо построить 4136 новых подстанций всех классов напряжения (по отношению к 2024 году), а в последующий период до 2050 года планируется дополнительно ввести 5561 новых ПС всех классов напряжения.

Для покрытия перспективных нагрузок в Иркутской энергосистеме и недопущения дефицита электрической энергии и/или электрической мощности требуется ввод достаточно большого объема новой генерации и электрических сетей, причем в сжатые сроки. Имеются риски невыполнения требуемых темпов строительства новых объектов по экономическим и техническим причинам (источники финансирования, наличие квалифицированного персонала, отсутствие некоторого необходимого отечественного оборудования и др.).

Тепловое хозяйство

Первоочередными мероприятиями в сфере развития теплового хозяйства до 2030 года для всех трех сценариев (рисунок 5) являются: строительство новых котельных в г. Иркутске на угле мощностью 300 Гкал/ч (НИТЭЦ) и газовой мощностью 150 Гкал/ч (правый берег р. Ангара) для покрытия нарастающего дефицита тепловой мощности; выполнение планов «Программы газификации Иркутской области до 2033 года» по переводу котельных на сжигание природного газа; закрытие ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» в г. Байкальске и перевод города на электротеплоснабжение с сооружением электрокотельных на перспективные тепловые нагрузки; строительство котельной на щепе в г. Усть-Куте. Суммарная вводимая тепловая мощность к 2030 году для всех трех сценариев оценивается в размере 643,8 Гкал/ч.

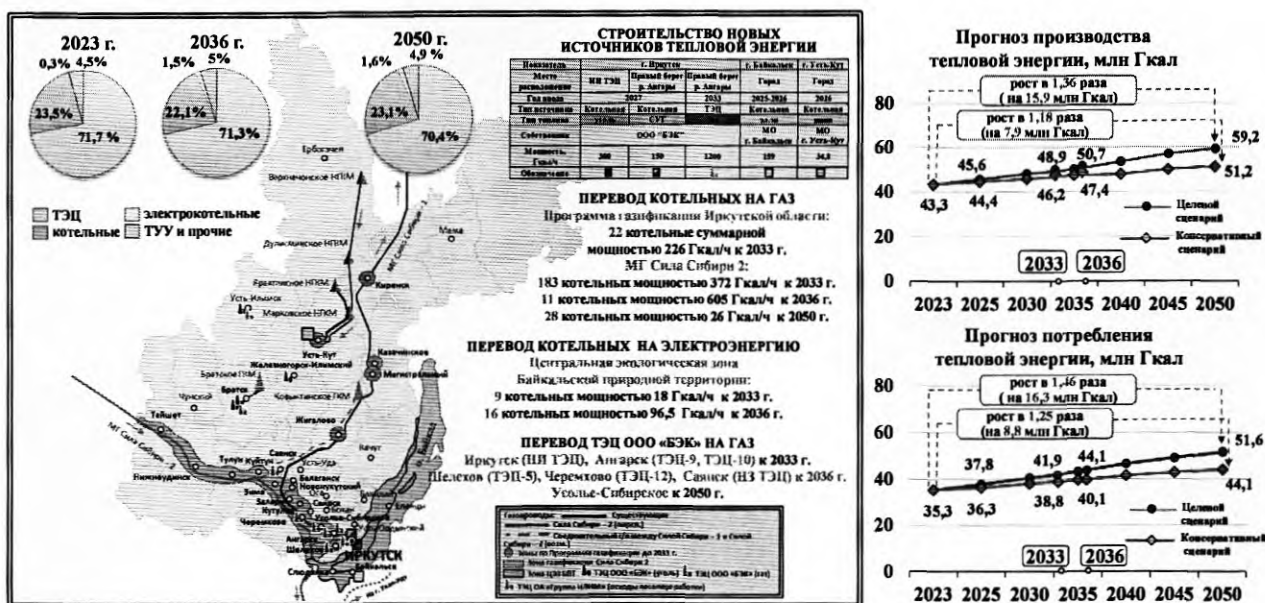


Рисунок 5 – Развитие теплового хозяйства (целевой сценарий)

В случае газификации юга области вдоль трассы МГ «Сила Сибири-2» требуется строительство новых газовых котельных взамен существующих или перевод их на газ. В консервативном сценарии к 2050 году необходимо построить 183 новые котельные мощностью до 20 Гкал/ч, в инновационном сценарии этот период смещается до 2036 года, а в целевом предусмотрен более ускоренный темп ввода новых газовых котельных до 2033 года. Прогнозируемая мощность новых газовых котельных мощностью до 20 Гкал/ч составляет 372 Гкал/ч. В то же время, для инновационного и целевого сценариев, предусмотрено строительство ещё 11 новых газовых котельных, вместо угольных и мазутных, мощность которых превышает 20 Гкал/ч. В частности, в инновационном до 2050 года и целевом до 2036 года необходимая суммарная мощность вводимых новых источников тепла данной категории должна составить 605,8 Гкал/ч. В дополнение к инновационному сценарию в целевом к 2050 году намечено строительство новых блочных модульных котельных на газе взамен действующих электродотельных суммарной мощностью 26,8 Гкал/ч.

Модернизация и реконструкция угольных котельных должна быть осуществлена в консервативном сценарии в период 2037-2050 гг. для 279 котельных установленной мощностью 429,1 Гкал/ч. Для инновационного и целевого сценариев срок реализации модернизации и реконструкции данных котельных сокращается до 2036 года, и дополнительно до 2050 года предполагается модернизация и реконструкция еще 88 котельных области мощностью 670,3 Гкал/ч.

Для решения задачи улучшения экологической ситуации на территории центральной экологической зоны озера Байкал следует вывести из эксплуатации 25 действующих угольных котельных с переносом их тепловой мощности на новые электродотельные в два этапа. В консервативном сценарии на первом этапе выполняется ввод 9 электродотельных в Иркутском и Ольхонском районах к 2036 году, а в инновационном и

целевом тот же объем котельных, но к 2033 году, то есть ускоренными темпами. На втором этапе в консервативном сценарии в Слюдянском районе строятся 16 новых электростанций к 2050 году, а в инновационном и целевом тот же объем котельных, но к 2036 году.

Планирование развития централизованного теплоснабжения на базе теплофикации в городах Иркутской области для всех сценариев будет осуществляться в соответствии с разработанными Схемами теплоснабжения. При этом консервативный сценарий максимально соответствует утверждённым положениям в Схемах теплоснабжения по развитию теплосетевого комплекса и источников тепловой энергии Иркутской области. Наряду с этим, инновационный и целевой сценарии дополнительно учитывают возможную реализацию проекта газификации Иркутской области от МГ Ковыктинское-Саянск-Иркутск. В рамках данного направления в инновационном сценарии, во-первых, предусмотрено строительство новой газовой ТЭЦ в г. Иркутске мощностью 1200 Гкал/ч к 2033 году для покрытия растущего дефицита тепловой мощности и повышения надежности теплоснабжения потребителей (данное мероприятие также входит в целевой сценарий) и, во-вторых, требуется перевод на газ трех наиболее крупных по мощности ТЭЦ в городах Иркутске и Ангарске к 2050 году. В свою очередь, целевой сценарий рассматривает более масштабный перевод действующих угольных ТЭЦ на газ в городах Иркутск и Ангарск к 2033 г, в Черемхово и Саянске к 2036 году и в Усолье-Сибирском к 2050 году.

Приведение теплосетевого комплекса области к нормативным показателям их эксплуатации, при физическом износе более 60%, подразумевает комплексную поэтапную замену (рисунок 6).



Рисунок 6 – Прогноз износа тепловых сетей Иркутской области (ООО «БЭК» + прочие) при различных темпах перекладки трубопроводов

Для достижения нормативного уровня состояния тепловых сетей в области необходимо заменить 2475 км изношенных сетей. Фактические темпы перекладки тепловых сетей, составляющие 1,2% в год, не позволяют решить эту задачу. При консервативном сценарии, сохраняющем

существующий уровень износа, необходимо увеличить перекладку тепловых сетей в 1,5 раза относительно существующего темпа, до 44,5 км в год. Инновационный сценарий предлагает полное устранение износа в тепловых сетях к 2050 году с темпами ежегодной перекладки 139,67 км, а целевой – максимальные темпы перекладки в размере 259 км с приведением состояния тепловых сетей к нормативным показателям к 2036 году.

В связи с острой нехваткой тепловой мощности в г. Иркутске, необходимо в кратчайшие сроки найти решение по сооружению крупного теплоисточника на правом берегу г. Иркутска. Оптимальным вариантом было бы сооружение ТЭЦ (а лучшим – ГТУ-ТЭЦ) для минимизации дефицита не только тепловой мощности, но и электрической мощности на юге Иркутской области.

Локальная энергетика

На территории области вне зоны централизованного электроснабжения и в перспективе останется значительное количество населения и промышленных предприятий. К ним в первую очередь относятся нефте- и газодобывающие компании, сосредоточенные в основном в северных районах области. Прогнозируется, что производство электроэнергии автономными электростанциями добывающих предприятий к 2036 году составит порядка 2,0–2,1 млрд кВт·ч. В качестве топлива будет использоваться природный и попутный газ.

Все рекомендованные мероприятия для повышения эффективности электроснабжения от коммунальных автономных электростанций направлены на снижение расходов дизельного топлива.

Перспективная территориальная структура локальной энергетики в Иркутской области представлена на рисунке 7.

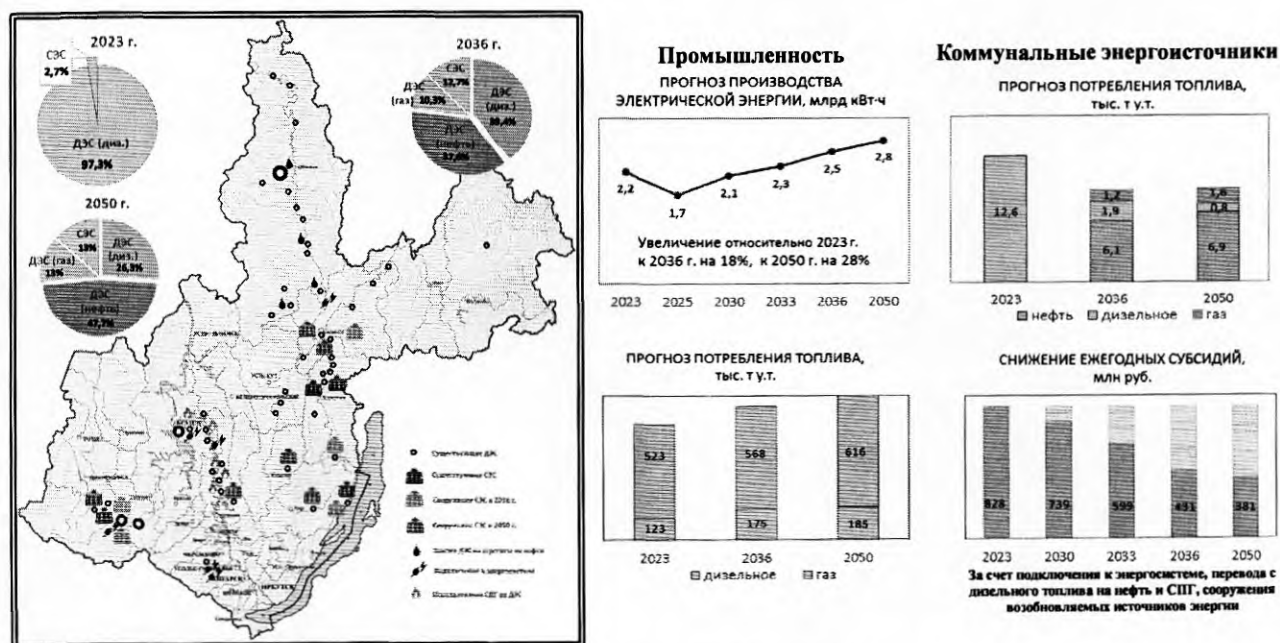


Рисунок 7 – Территориальная структура локальной энергетики

Подключение коммунально-бытовых потребителей труднодоступных территорий к энергосистеме в консервативном сценарии экономически целесообразно для 3-х населенных пунктов: к 2030 году п. Октябрьский и п. Манинск, к 2033 году п. Озерный. В инновационном и целевом сценариях дополнительно предусматривается подключение к 2036 году п. Карахун. А также, при условии присоединения к энергосистеме предприятий по освоению месторождений Гурбей и Зашихинское, рационально подключение к 2050 году с. Алыгджер и с. Верхняя Гутара к планируемым ЛЭП. Суммарное снижение расхода топлива за счет подключения оценивается в консервативном сценарии в 1,8 тыс. т у.т. и 3,6 тыс. т у.т. в инновационном и целевом. Кроме того, целесообразен перевод ДЭС на нефть близлежащих месторождений к 2036 году в с. Ербогачен и с. Преображенка Катангского района с потребностью в 3,8 и 6,5 тыс. т у.т. соответственно сценариям. В целевом сценарии дополнительно предполагается перевод ДЭС на нефть в сс. Непа и Бур в этом же районе, за счет чего потребность в нефти к 2050 году увеличится до 6,9 тыс. т у.т.

Использование на ДЭС сжиженного природного газа планируется в инновационном сценарии к 2036 году в 3 населенных пунктах Усть-Удинского районов в объеме 0,7–0,9 тыс. т у. т. в год. В целевом сценарии рационально использование СПГ дополнительно в двух населенных пунктах Братского района, расположенных на заморской территории. Объем потребления газа в целевом сценарии на уровне 2036-2050 гг. возрастет до 1,2–1,6 тыс. т у. т. соответственно.

Значительный потенциал возобновляемых природных энергоресурсов обеспечивается наличием 9% от общероссийского гидропотенциала, 9% ресурсов биомассы, 6% энергии малых водотоков, 5% гелиопотенциала, 2% ресурсов низкопотенциального тепла и 3% ветропотенциала России.

Перспективной зоной строительства ГЭС является Ленско-Бодайбинский район. Наиболее востребованными здесь могут быть три гидростанции: Тельмамская (450 МВт), Бодайбинская (650 МВт) и Сигнайская (600 МВт) суммарной установленной мощностью 1690 МВт. Наиболее вероятным будет сооружение Тельмамской ГЭС после 2031 года, так как она вошла в утвержденную 12 января 2025 года. ГС до 2042 года. Малые водотоки не задействованы в гидроэнергетике области. Однако на них вполне возможно строительство мини- и микро-ГЭС мощностью от десятков до сотен кВт для энергоснабжения потребителей в зоне децентрализованного электроснабжения.

Представляется целесообразным рассмотреть возможность строительства нескольких деривационных и русловых ГЭС (мощность до 5–100 МВт) на реках Китой и Иркут, если планы сооружения крупных ТЭС и новых блоков на существующих ТЭЦ не будут реализованы в полном объеме.

По ветропотенциалу и запасам геотермальных ресурсов территория области относится к числу неперспективных. Однако использование

ветропотенциала в ограниченных объемах возможно на западном побережье озера Байкал (в Ольхонском районе).

Показатели гелиоэнергетического потенциала создают предпосылки для применения СЭС в центральных и южных районах области, на побережье оз. Байкал и о. Ольхон.

Лесные ресурсы по территории области размещены крайне неравномерно, наиболее масштабная их эксплуатация наблюдается на севере области. Слабо развитая транспортная инфраструктура является одним из сдерживающих факторов более интенсивного использования ресурсов. Однако для целей энергетики целесообразно использовать древесные отходы (в виде топливной щепы или пеллет), которых после рубок остается до 47–49%.

В перспективный период рационально применение солнечных электростанций в 8 населенных пунктах в консервативном сценарии и дополнительно в с. Коршуново (Киренский район) в инновационном и целевом сценариях. Суммарная мощность ВИЭ к 2050 году составит 1,9 и 2,4 МВт, что позволит снизить объем дизельного топлива на 0,6–0,7 тыс. т у. т. соответственно. В результате реализации всех планируемых мероприятий к 2050 году расходы дизельного топлива для коммунальных автономных электростанций снизятся почти в 4 раза в консервативном сценарии, в 6,5 раза в инновационном и более чем в 15 раз в целевом.

В результате реализации всех перечисленных мероприятий доля электростанций на нефти в структуре производства электроэнергии коммунальными автономными электростанциями возрастет до 50–60% в консервативном и инновационном сценариях и до 70% в целевом, электростанций на СПГ – до 9% в инновационном и до 14% в целевом, возобновляемых энергоисточников – до 6–9%.

Для повышения надёжности и обеспечения всесезонного снабжения потребителей на изолированных и труднодоступных территориях в России необходимо создание инновационного вида транспорта – беспилотных грузовых дирижаблей (далее - БГД) грузоподъемностью до 30–60 т. Первым шагом к их применению должна стать база опытно-промышленной эксплуатации БГД в Иркутской области, для обеспечения топливом (СПГ) систем автономной газификации потребителей в центральной экологической зоне Байкальской природной территории.

Энергоснабжение в зонах особого природопользования

К зонам особого природопользования в области прежде всего относится центральная экологическая зона Байкальской природной территории, для которой на федеральном уровне установлен режим особого природопользования. Решение экологических проблем в центральной экологической зоне Байкальской природной территории, как в зоне особого природопользования планируется обеспечить за счет перевода всех угольных

теплоисточников на электротеплоснабжение. Прежде всего, это Байкальская ТЭЦ и 23 угольные котельные (рисунок 8).



Рисунок 8 – Размещение угольных котельных, подлежащих переводу на электроэнергию

Экологические эффекты замены угольных котельных на электрокотельные для области оцениваются в виде высвобождения из топливного баланса угля в количестве 175 тыс. т/год, снижения выбросов: до 9 тыс. т/год – загрязняющих веществ и до 280 тыс. т/год – диоксида углерода, а также уменьшения образования золошлаковых отходов в количестве до 20 тыс. т/год.

Перспективные топливно-энергетические балансы

Перспективные топливно-энергетические балансы разработаны по опорным годам рассматриваемого периода для всех сценариев развития и включают в себя отраслевые (однопродуктовые) балансы электрической и тепловой энергии, угля, нефти и природного газа рисунок 9.

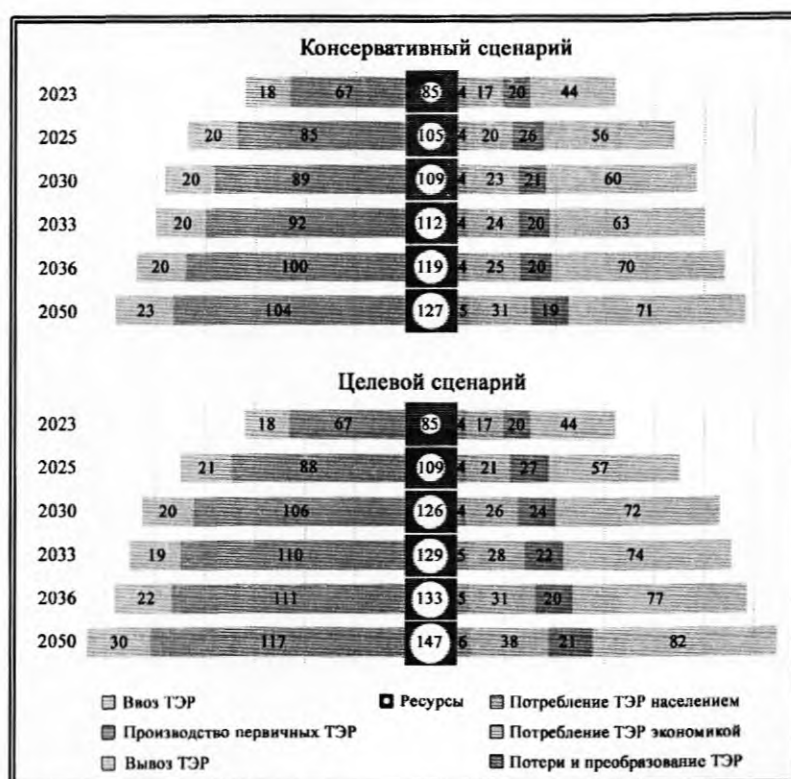


Рисунок 9 – Перспективные топливно-энергетические балансы в Иркутской области

В первоначальный период, особенно в 2025 году, когда намечаемые, согласно конкурентным отборам мощности (КОМ) конденсационные блоки ещё не введены, балансы электроэнергии являются довольно напряжёнными для всех сценариев. По мере ввода этих блоков, а затем, и возможного ввода мощной Тулунской ТЭС и ряда других электростанций, ситуация к 2033 году и, далее, в 2036 году существенно улучшается, и балансы в консервативном сценарии становятся избыточными. К 2050 году в консервативном сценарии предусматривается баланс выработки и потребления электроэнергии. В инновационном и целевом сценариях выработка и электропотребление сбалансированы в 2033 и 2036 гг. К 2050 году ситуация усложнится в силу того, что известные перспективные источники электроэнергии окажутся исчерпаны, и баланс электроэнергии в области в данных сценариях станет напряжённым.

Прогнозируемое суммарное производство тепловой энергии в области увеличится к концу рассматриваемого периода на 36,5%. При этом увеличение отпуска тепловой энергии от источников теплоснабжения составит 38,9%. Величина собственных нужд источников тепловой энергии снизится на 1,5% и к 2050 году составит 5,7%, а суммарное потребление тепловой энергии увеличится на 45,9%.

Рост потребности в угле Иркутской области будет обеспечиваться в основном за счет развития собственной угледобычи. Прогнозируется, что объем ввоза угля в инновационном и целевом сценариях сократится к 2050 году на 727 тыс. т и на 920 тыс. т, соответственно, а в консервативном возрастет на 958 тыс. т по сравнению с 2022 годом. Объемы вывоза угля в

инновационном и целевом сценариях возрастут к 2050 году на 2,5 млн т и 3,4 млн т по сравнению с 2022 годом.

Структура баланса нефти в 2022 году характеризуется тем, что практически вся нефть, добываемая на территории области, поставляется в нефтепровод ВСТО. К 2050 году в структуре расходной части баланса: 70% составят поставки нефти за пределы области. Ангарский НПЗ имеет достаточно высокую глубину переработки нефти – 82,24 %. Предприятие является одним из крупнейших НПЗ России и играет важную роль в нефтепродуктообеспечении Сибири и Дальнего Востока. Перспективы развития нефтепереработки связаны с плановым развитием и модернизацией Ангарского НПЗ, повышением глубины переработки нефти до показателей ведущих российских НПЗ. Это позволит выпускать моторные топлива более высоких экологических классов в больших объемах, а также продукты более сложной нефтепереработки при снижении производства мазута.

Перспективные балансы газа в инновационном и целевом сценариях характеризуются ростом его добычи и потребления во всех сферах хозяйства области. Планируется, что к 2036 году появятся значительные объемы потребления газа электростанциями, котельными и промышленными предприятиями. К 2050 году Иркутская область может стать регионом с высоким уровнем газификации и потребления газа.

На основе однопродуктовых балансов составлены перспективные топливно-энергетические балансы по опорным годам рассматриваемого периода 2025, 2030, 2033, 2036, 2050 гг. для трёх сценариев: консервативного, инновационного и целевого.

В соответствии с рассматриваемыми сценариями, рост производства первичных энергоресурсов может быть обеспечен главным образом за счёт увеличения добычи природного газа, нефти и угля на территории Иркутской области в 1,5-1,7 раза от уровня 2023 года.

Основные отличия в производстве ТЭР по рассматриваемым сценариям заключаются в пропорциях между углём и газом. К 2050 году в структуре производства первичных энергоресурсов ожидается рост доли газа до 34–42%, треть производства ТЭР будет приходиться на нефть – 34–36% и снижение долей прочего твердого топлива до 3% и электроэнергии от ГЭС и нетрадиционных ВИЭ (НВИЭ) 5–6%.

Несмотря на то, что Иркутская область производит достаточное количество энергетических ресурсов, на её территорию ввозятся и будут ввозиться некоторые виды энергоресурсов. В зависимости от сценариев рост от уровня 2023 года может составить от 1,3 до 1,6 раза. К 2050 году значительной останется доля во ввозе ТЭР сырой нефти, поступающей на переработку на территории области: 63–51%.

Ожидается снижение доли угля и рост доли природного газа на уровне от 10% до 31% для природного газа. Структура вывоза ТЭР не имеет значительных отличий по сценариям из-за необходимости выполнения экспортных обязательств.

Иркутская область характеризуется значительным потреблением топливно-энергетических ресурсов, которое в рассматриваемом периоде

будет только увеличиваться: в зависимости от сценария, к 2050 году рост составит от 1,5 до 1,8 раза от уровня 2023 года.

Основные показатели эффективности

Показатели эффективности перспективного развития ТЭК области включают в себя оценки энергоэкономической эффективности, социально-экономической и бюджетной эффективности, а также энергетической и экологической безопасности.

Комплексным показателем энергоэффективности экономики, в зависимости от сценариев развития ТЭК, является энергоемкость производимого валового регионального продукта. Стабильное развитие экономики и снижение энергоемкости ВРП с большой вероятностью может наступить после 2030 года при восстановлении полноценных внешних связей страны. В целом, за период 2022–2050 гг. энергоемкость снизится в консервативном сценарии на 21%, а в инновационном – примерно на 30%. Аналогичная динамика наблюдается в электроемкости ВРП. Динамика изменения теплоемкости ВРП имеет тенденцию к неуклонному снижению с 2023 года.

Показатели эффективности производства электроэнергии на ТЭС различаются по сценариям. В консервативном сценарии средние удельные расходы топлива на выработку электроэнергии увеличиваются до 2030 года включительно, а затем начинают снижаться в связи с вводом крупных эффективных энергоблоков. В инновационном и целевом сценариях удельные расходы топлива на выработку электроэнергии после 2025 года снижаются более интенсивно, чем в консервативном сценарии, что связано с газификацией электростанций.

Потери электроэнергии при передаче и расходы на собственные нужды электростанций снижаются в относительных единицах во всех сценариях. Однако в консервативном сценарии это снижение меньше, чем в инновационном и целевом сценариях. Расходы на собственные нужды электростанций в целевом сценарии во второй половине прогнозного периода ниже, чем в инновационном сценарии, за счёт большей доли электростанций, работающих на газе.

Повышение эффективности работы котельных связано с проведением комплекса энергосберегающих мероприятий, модернизации и реконструкции котельных и тепловых сетей, а также строительством новых объектов теплоснабжения. Это позволит к концу рассматриваемого периода значительно снизить удельный расход топлива на производство тепловой энергии. Наибольшее сокращение величины удельного расхода топлива на производство тепловой энергии на котельных наблюдается в целевом сценарии и составит 167,5–166,7 кг у.т./Гкал в 2050 году. Это сокращение связано с увеличением доли газовых и электрокотельных.

Имеет место снижение потерь тепловой энергии – более существенное для целевого сценария по сравнению с 2022 года – 4,0%.

Наибольший эффект от широкомасштабного использования природного газа ожидается при реализации целевого сценария, особенно в газохимической сфере. Сооружение Усть-Кутского и Саянского ГПЗ обеспечит выделение из природного газа этана, пропана и бутана для квалифицированного использования в газохимии и реализации на рынке, а сооружение гелиевого завода на площадке Саянского ГПЗ обеспечит выделение и последующую реализацию особо ценного продукта – гелия.

Строительство газохимических комплексов – Иркутского завода полимеров в Усть-Куте и Саянского ГХК в Саянске обеспечит выпуск продукции с высокой добавленной стоимостью, что, в свою очередь, обеспечит рост валового внутреннего продукта и увеличение доходов регионального бюджета.

Социально-экономическая и бюджетная эффективность

Доля ТЭК в валовой добавленной стоимости для целевого сценария составит к 2036 году 33–34%, а к 2050 году – около 40–42%.

Прогнозируемый уровень налоговых поступлений в консолидированный бюджет области от ТЭК в целом, согласно сценариям развития экономики и топливно-энергетического комплекса, имеет ряд важных отличий. В консервативном сценарии развития ТЭК налоговые доходы в региональный бюджет обеспечиваются главным образом нефтедобывающей отраслью. Они вырастут к 2036 году в 1,5 раза (до 72,4 млрд руб.), а к 2050 году – в 1,7 раза (до 75,3 млрд руб.).

В инновационном и целевом сценариях предусматривается широкая реализация инфраструктурных газоснабжающих и газоперерабатывающих проектов, что должно обеспечить значительное повышение объемов налоговых платежей от ТЭК в консолидированный бюджет области. По этим сценариям налоговые доходы бюджета от ТЭК возрастут к 2036 году в 1,7 раза и в 1,9 раза к 2050 году. Дополнительный рост налоговых доходов обеспечивается за счет развития магистрального и сетевого регионального трубопроводного транспорта, роста газодобычи, производства электро- и теплоэнергии и освоения новых газохимических производств. В сумме по целевому сценарию они дают на уровне 2036 года 52,1 млрд руб. и 59,6 млрд руб. – в 2050 году (таблица 2).

Таблица 2 – Налоговые поступления в консолидированный бюджет по видам деятельности в рамках сценариев развития ТЭК, млрд руб.

Вид деятельности	2022	Сценарии					
		консервативный		инновационный		целевой	
		2036	2050	2036	2050	2036	2050
Налоговые поступления от ТЭК в региональный бюджет*, всего	89,8	138,9	152,0	153,3	170,5	153,4	170,7
В том числе:							
- добыча угля	1,8	3,9	4,8	3,1	4,2	3,1	3,4
- добыча нефти	47,1	72,4	75,3	72,4	81,1	72,4	81,1
- производство нефтепродуктов	1,2	2,0	2,1	2,1	2,2	2,1	2,2

- производство химических веществ и химических продуктов	4,2	5,2	5,6	5,5	5,8	5,5	5,8
- потребление нефтепродуктов	16,6	18,0	18,4	18,3	18,7	18,2	18,6
- добыча газа	0,33	3,6	3,6	5,0	5,1	5,0	5,1
- производство газохимической продукции		2,7	6,4	8,7	8,9	8,7	8,9
- производство электро- и теплоэнергии	12,7	20,9	23,7	22,7	27,5	22,7	27,5
- деятельность трубопроводного транспорта	5,7	10,2	12,1	15,5	17,0	15,8	18,1

Примечание -* Налоговые доходы рассчитывались в существующих на 2023 г. налоговых ставках и нормативах распределения налоговых доходов по уровням бюджетов

Сравнение сценариев развития ТЭК в перспективе до 2036 года с целевым видением до 2050 года по их бюджетной эффективности указывает на предпочтительность целевого сценария как по глубине газификации региона, так и по налоговым доходам в консолидированный бюджет области.

Оценка энергетической безопасности

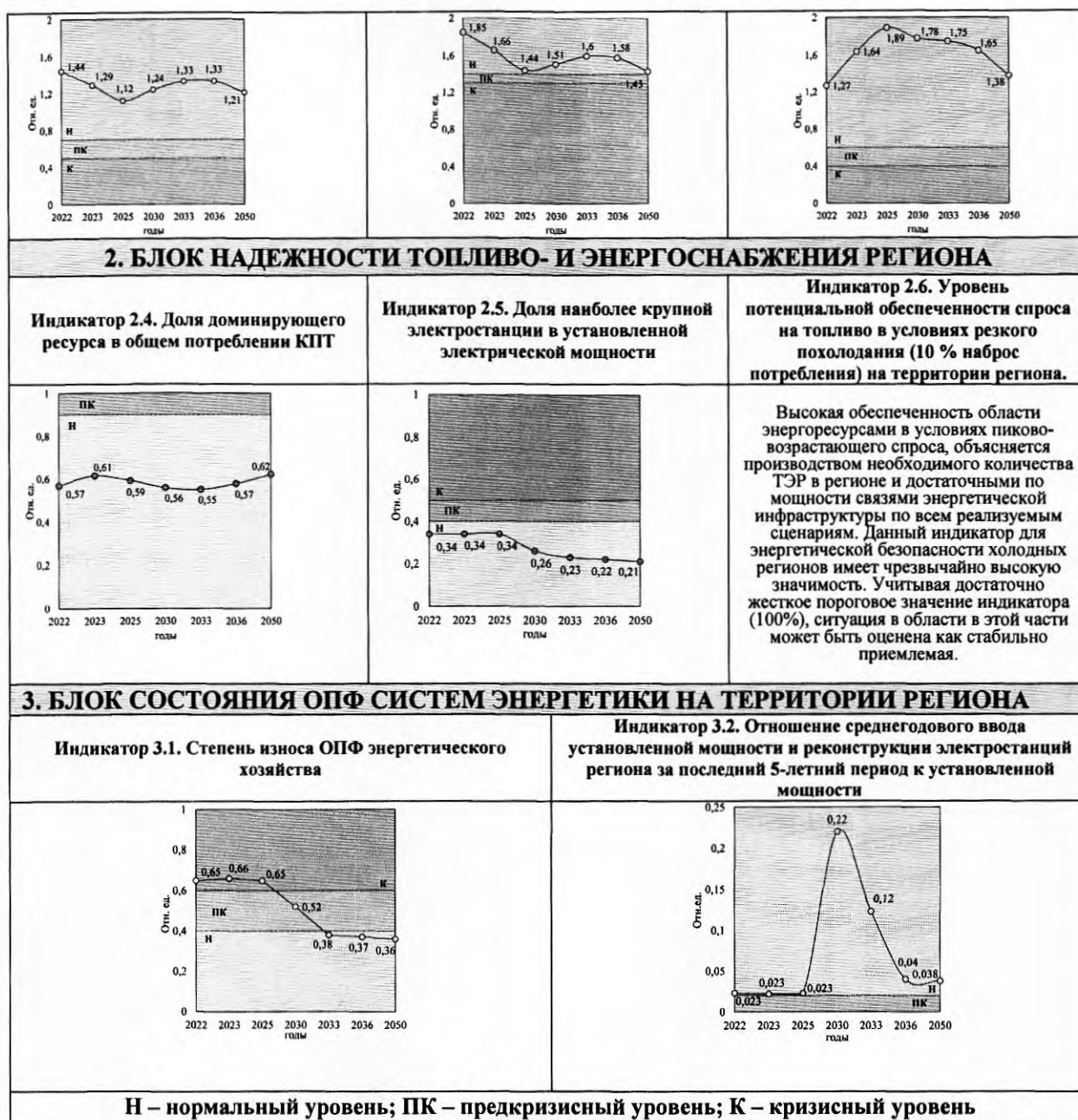
С учетом особенностей реализации сценариев развития энергетики и сферы энергопотребления в Иркутской области, проведен индикативный анализ существующего и перспективных уровней энергетической безопасности (далее - ЭБ) Иркутской области. Анализ выполнен с учетом значений важнейших индикаторов в соотношении с их пороговыми значениями и с учетом относительных удельных весов конкретных индикаторов в общей системе их ценности. С использованием метода свертки полученных значений анализируемых индикаторов сформирована интегральная оценка текущего и перспективных состояний ЭБ Иркутской области по трем взаимосвязанным блокам важнейших индикаторов для всех рассматриваемых сценариев (таблица 3). Детальная информация по индикаторам представлена в Т2 заключительного этапа НИР по разработке Энергостратегии.

Индикативный анализ перспективных состояний энергетической безопасности Иркутской области, с учетом складывающихся особенностей энергоснабжения, показал, что производственная и ресурсная обеспеченность системы топливо- и энергоснабжения находятся в зоне приемлемых значений при реализации всех сценариев развития ТЭК.

Возможности удовлетворения потребностей в КППТ из собственных источников региона характеризуются как устойчиво приемлемые на всю анализируемую перспективу.

Таблица 3 – Важнейшие индикаторы энергетической безопасности региона

1. БЛОК ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ И РЕСУРСНОЙ ОБЕСПЕЧЕННОСТИ СИСТЕМЫ ТОПЛИВО- И ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНА		
Индикатор 1.1. Отношение суммарной располагаемой мощности электростанций региона к максимальной электрической нагрузке потребителей.	Индикатор 1.2. Отношение суммы располагаемой мощности электростанций и пропускной способности межсистемных связей региона к соседним к максимальной электрической нагрузке потребителей.	Индикатор 1.3. Возможности удовлетворения потребностей в КППТ из собственных источников.



Иркутская область, классифицированная как регион со средней мощностью электрических связей с соседними регионами, избыточными по электроэнергии, находится с достаточным запасом в области приемлемых состояний по доле наиболее крупных электростанций в установленной электрической мощности региона. Крупнейшими в регионе электрогенерирующими источниками на всю рассматриваемую перспективу остаются Братская ГЭС с установленной мощностью 4500 МВт и Усть-Илимская ГЭС с установленной мощностью 3600 МВт. Следует отметить, что за последние три года на юге региона возник дефицит электрической мощности, который пока не приводит к критической ситуации с энергетической безопасностью в целом по Иркутской области, за исключением южных районов.

В пределах приемлемых значений энергетической безопасности находятся и другие важные показатели: уровень потенциальной обеспеченности спроса на ТЭР в условиях резкого похолодания (10% прирост потребления) на территории региона, степень износа основных

производственных фондов энергетического хозяйства региона, отношение среднегодового ввода установленной мощности и реконструкции электростанций региона за последний 5-летний период к установленной мощности региона, балансовая надёжность электроэнергетики.

Оценка экологической безопасности

Сравнение сценариев развития энергетики области показало, что целевой сценарий характеризуется как наиболее экологичный. Для всех объектов энергетики выбросы загрязняющих веществ в атмосферу снижаются по сравнению с уровнем 2022 года как к 2036 году (на 88 тыс. т), так и к 2050 году (на 95 тыс. т). В структуре выбросов загрязняющих веществ по энергообъектам как в настоящее время, так и в перспективе преобладают выбросы ТЭС, работающих на угле.

В целевом сценарии в период до 2036 года осуществляется перевод на газовое топливо шести тепловых электростанций, при этом ввод новых угольных мощностей не перекрывает эффект газификации. Перевод на газ в 2036 году шести станций позволяет снизить выбросы на 206 тыс. т/год, ввод угольных дает прирост выбросов в 103 тыс. т (рисунок 10).

В целом по энергообъектам области для целевого сценария газификация ТЭС, котельных и сектора конечного потребления позволяет к 2036 году достичь уровня выбросов 436 тыс. т против 524 тыс. т в 2022 году. Тенденция снижения выбросов загрязняющих веществ сохраняется до 2050 года, выброс оценивается в 429 тыс. т за счет дальнейшей газификации угольной ТЭЦ-11 и котельных вдоль трассы газопровода «Сила Сибири-2», сроки сооружения которого, как отмечалось выше, остаются неопределенными.



Рисунок 10 – Экологическая эффективность от перевода действующих ТЭЦ на газ

Следует отметить, что потребление угля в целевом сценарии к 2036 году увеличивается практически на 22% от уровня 2022 года и преимущественно за счет планируемых к сооружению угольных энергоблоков. При этом выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от

сжигания угля снижаются на 33%, что позволяет характеризовать сценарий как технически обновленный за счет внедрения на вновь строящихся угольных блоках и Тулунской ТЭС наилучших доступных технологий с современными системами очистки уходящих газов от трех основных вредных примесей.

Важным моментом для целевого сценария является снижение выбросов диоксида серы, которое возможно в случае выполнения всех намеченных природоохранных мероприятий, в том числе НДТ на вновь вводимых энергообъектах. К 2036 году выброс SO_2 снизится в 1,5 раза, до 132 тыс. т и в 1,6 раз к 2050 году – до 121 тыс. т.

Реализация целевого сценария позволит улучшить экологическую ситуацию как в целом по области, так и на отдельных локальных территориях. Прежде всего, это южная часть области, где снижение выбросов происходит за счет планируемой газификации трех крупных ТЭС в городах Иркутск и Ангарск, с уменьшением поступления загрязняющих веществ в атмосферу к 2036 году на 165 тыс. т/год и на 172 тыс. т к 2050 году, а также перевода потребителей центральной экологической зоны Байкальской природной территории на электроотопление, что позволит устранить выбросы в атмосферу и образование ЗШО.

Для целевого сценария к 2036 году образование ЗШО оценивается выше уровня 2022 года на 600 тыс. т за счет ввода новых угольных блоков на ТЭЦ-10, ТЭЦ-11 и Тулунской ТЭС. К 2050 году за счет газификации ряда станций ООО «Байкальская энергетическая компания» и котельных образование ЗШО может снизиться до 650 тыс. т/год, однако загрузка Тулунской ТЭС вновь увеличит количество отходов до 3 млн т/год, что превышает существующий уровень на 1 млн т.

В период до 2050 года поступление диоксида углерода в атмосферу от энергетических объектов постоянно увеличивается: в 2,6 раза в инновационном сценарии и в 2,3 раза в целевом. Выбросы поступают преимущественно за счет сжигания угля и газа, и если в 2022 году выброс CO_2 формировался на 93% за счет угля, то в 2036 году 35% - за счет газовой генерации, а к 2050 году вклад газа составляет 43%. С позиций низкоуглеродного развития ТЭК целевой сценарий является наиболее экологически целесообразным – рост выбросов хоть и происходит, но более медленными темпами. От уровня 2022 года увеличение происходит на 33 млн т против 39 млн т в консервативном сценарии и 40 млн т – в инновационном. Целевой сценарий развития ТЭК области в наибольшей степени приближается к выполнению требований углеродной нейтральности, превышая требуемый показатель на 6 млн т к 2050 году.

Решение экологических проблем за счет энергообъектов, расположенных в городах проекта «Чистый воздух», возможно в Иркутске, Ангарске, Зиме, Свирске, Черемхово. Роль энергообъектов в г. Шелехов и г. Братск незначительна и повлиять на достижение целевых индикаторов проекта не может. Достижение двукратного уровня снижения выбросов в г. Усолье-Сибирском невозможно в 2036 году, поскольку имеет место рост выбросов за счет строительства новых угольных энергоблоков.

А строительство новой угольной станции в г. Тулун может привести к появлению этого города в списке проекта «Чистый воздух» и потребует срочного решения экологических проблем.

Проведенное категорирование предприятий энергетики Иркутской области показало, что в перечень объектов обязательного перехода на НДТ вошли ТЭЦ-10 и НИ ТЭЦ, что требует своевременного получения комплексных экологических разрешений (далее - КЭР) для соответствия технологического процесса НДТ, внедрения автоматических систем непрерывного контроля и учета выбросов в атмосферу вредных веществ. Остальные электростанции I категории должны разработать программы повышения экологической эффективности и реализовать их в течение 7 лет.

Таким образом, экологическая оценка показала, что только целевой сценарий развития энергетики может привести к снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по сравнению с уровнем 2022 года. Увеличение потребления угля на крупных электростанциях требует внедрения систем газоочистки (улавливание оксидов серы и/или подавления образования оксидов азота). Однако проблему углеродной нейтральности решить невозможно, наряду с газификацией требуется разработка специальных мер и механизмов. Наметившийся тренд на низкоуглеродное развитие энергетики области связан с широкомасштабным использованием природного газа, прежде всего на угольных объектах генерации тепловой и электрической энергии. Без масштабной газификации Иркутской области выполнение программы «Чистый воздух» невозможно и улучшение экологической обстановки будет достигаться только на локальном уровне.

Значительным экологически положительным фактом в настоящее время является существенная доля потребления населением на нужды отопления электрической энергии, что позволяет избегать «черного неба», смогов и других неблагоприятных ситуаций в крупных городах области. Для реализации основных направлений и мер экологической политики в энергетике области необходимо усиление роли государства и региональных органов власти. Экологический приоритет, это прежде всего интерес государства, и поскольку природоохранные мероприятия требуют значительных финансовых затрат, соответственно уже на государственном уровне (в бюджете, специальных фондах, национальных проектах) следует учитывать эти траты на оздоровление населения и поддержание качества природной среды в энергопроизводящих регионах.

В укрупненном виде структура и развернутое содержание «Дорожной карты» (мероприятия, объемы, сроки и т.д.) приведены в приложении 1 к Энергостратегии (далее – «Дорожная карта»).

Из предложенной «Дорожной карты» следует выделить некоторые важные аспекты.

1. В период 2025–2030 гг. преодолевается дефицит электрической мощности и энергии. В 2031-2033 гг. осуществляется замена физически изношенного и морально устаревшего оборудования на новое, часть угольных мощностей переводится на газ для реализации Проекта «Чистый воздух». В 2034–2036 гг. применяется инновационное высокотехнологичное

оборудование в электроэнергетике и осуществляется дальнейший перевод угольных блоков на газ. В 2037–2050 гг. завершается формирование экономически эффективного, надёжного, инновационного и экологически приемлемого электроэнергетического комплекса для удовлетворения потребностей в электроэнергии экономики и социальной сферы Иркутской области.

2. Обновляются и растут электрогенерирующие мощности и электросетевая инфраструктура, снижается удельный расход топлива на производство электроэнергии, снижается средневзвешенный расход электроэнергии на собственные нужды электростанций, снижаются потери электроэнергии при передаче.

3. На первом этапе реализации Энергостратегии требуется начать поставки газа из района нефтегазовых промыслов на севере области с переработкой на Усть-Кутском ГПЗ и потреблением сухого газа на новой Ленской ТЭС.

На втором этапе (2031-2033 гг.) требуется построить МГ «Ковыкта – Саянск –Иркутск», а для переработки газа – Саянский ГПЗ. Богатый ценными попутными компонентами газ Ковыктинского месторождения позволит создать и развивать газо-химические производства, ориентированные на выпуск продукции с высокой добавленной стоимостью – новый Саянский ГХК, расширение мощностей АЗП, новый ГХК в Усолье-Сибирском, газо-химические мощности при ААТЗ, а также газифицировать сухим газом широкий круг потенциальных потребителей промышленного пояса от г. Саянск до г. Шелехов. Строительство иркутского участка МГ «Сила Сибири-2» позволит обеспечить необходимые дополнительные объёмы сухого газа на юге области.

4. Для повышения надёжности газоснабжения требуется возобновить геологоразведочные работы на юге области с целью подготовки дополнительных источников газа. Наиболее перспективным объектом для разведочного бурения на первом этапе (2025-2030 гг.) может стать слабо разведанное Ангара-Ленское ГКМ. Возможен перевод оцененных запасов в разбуренные категории C_1 в объёме 420–450 млрд m^3 .

5. Существенное повышение энергоэффективности будет получено от сокращения объёмов сжигания газа на факелах на 90% к 2050 году.

6. Необходима интенсификация проведения геологоразведочных работ во всех отраслях ТЭК и прежде всего в нефтяной и угольной промышленности.

7. Необходимо применение передовых технологий по всей отраслевой цепочке ТЭК от производства до потребления ТЭР, в том числе ликвидация зависимости от экспортных материалов и технологий.

8. Переход на потребление в области низкоуглеродного газового топлива станет важнейшим фактором сокращения выбросов парниковых газов, снижения негативного воздействия на окружающую среду. Для формирования рынка газомоторного топлива требуется развитие заправочной инфраструктуры: расширение сети Автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (далее - АГНКС) для заправки

КПГ (целевой сегмент – легковые автомобили и городской общественный транспорт) и строительство криогенных автозаправочных станций (КриоАЗС) для заправки СПГ (целевой сегмент – междугородные автобусы и грузовые автомобили и технологический автотранспорт, междугородные автобусы, крупные суда водного транспорта в акватории оз. Байкал).

9. Для реализации мероприятий, предусматриваемых в Энергостратегии, потребуется 9,8–11,8 трлн руб. в текущих ценах 2023 г., из них в период до 2036 г. 5,6–6,8 трлн руб. Основная часть инвестиций приходится на нефтегазовый комплекс и электроэнергетику.

10. Налоговые платежи в региональный бюджет по целевому сценарию увеличатся к 2036 году по сравнению с 2023 годом в 1,6 раза, к 2050 году – в 1,9 раза.

Механизмы реализации Энергостратегии

Для реализации основных положений Энергостратегии предложены экономические, инвестиционные, организационные и нормативно-правовые механизмы для каждой отрасли ТЭК. Экономические механизмы включают налоговую, бюджетную политику, ценовую и тарифную, таможенную политику, что имеет важное значение для Иркутской области как территории со значительным ресурсным и энергетическим потенциалом. Инвестиционные механизмы обосновывают меры и значимость инвестиционной политики, необходимость государственного финансирования энергетических проектов, оценку потребности в инвестициях и источниках их покрытия. Рассмотрены механизмы частно-государственного партнерства. Организационные механизмы включают меры по совершенствованию нормативно-правовой базы, реорганизации управления и принятия управленческих решений с учетом стратегического планирования и мониторинга индикаторов развития ТЭК. Структура и развернутое содержание «Механизмы реализации Энергостратегии» приведены в приложении 2 к Энергостратегии.

Ожидаемые результаты реализации Энергостратегии

Оценка ожидаемых результатов по сценариям развития ТЭК области представлена в виде индикаторов, которые в результате сравнения позволяют выявить наиболее привлекательный и реализуемый сценарий, а также выполнить мониторинг реализации его в динамике. При этом, в качестве индикаторов представлены не только производственные показатели развития энергетики (добыча топливно-энергетических ресурсов, производство энергии), но и показатели эффективности: технологические (удельные расходы топлива, потери и собственные нужды), социально-экономические, бюджетные (налоговые) и экологические (доля газа в структуре потребления топлива электростанциями и котельными, удельные выбросы на тонну сожженного топлива).

В таблице 4 в качестве индикаторов развития энергетики приведены

производственные показатели отраслей: добыча нефти, природного газа, угля, производство электрической и тепловой энергии для целевого сценария.

Таблица 4 – Производственные индикаторы целевого сценария

Индикатор	Год							2036	2050
	2022	2023	2025	2030	2033	2036	2050	к 2022 (разы)	
Добыча угля, млн т	16,1	17,9	19,3	28,0	21,6	22,8	25,2	1,4	1,6
Добыча нефти, млн т	16,5	16,2	18,5	22,0	23,0	25,0	28,0	1,5	1,7
Извлечение газа, млрд м ³	13,1	19,5	35,0	41,4	46,8	44,6	44,9	3,4	3,4
Производство электроэнергии, млрд кВт·ч	70,6	71,1	73,8	96,5	99,6	102,7	124,4	1,5	1,8
Производство тепловой энергии, млн Гкал	43,3	44,4	45,5	47,7	49,4	50,5	59,1	1,2	1,4

Основными экономическими индикаторами развития энергетики являются электроемкость и теплоемкость ВРП (таблица 5). Рост электроемкости ВРП до 2036 г. во всех сценариях обусловлен реализацией большого количества энергоемких проектов в обрабатывающих видах деятельности, в добыче полезных ископаемых, на транспорте, в сельском хозяйстве и в сфере услуг. Теплоемкость ВРП за этот период снизится на 20–25%.

Таблица 5– Экономические индикаторы целевого сценария

Индикатор	Год						
	2022	2023	2025	2030	2033	2036	2050
Электроемкость ВРП, тыс. кВт·ч/млн руб.	23,0	24,5	28,1	28,6	27,4	25,6	17,3
Теплоемкость ВРП, Гкал/млн руб.	15,0	15,6	15,2	13,7	13,0	12,1	7,8

В числе индикаторов, характеризующих эффективность производства и потребления топливно-энергетических ресурсов, выступают удельные расходы топлива на электростанциях и котельных, собственные нужды электростанций, потери при передаче электрической и тепловой энергии (таблицы 6 и 7).

Таблица 6 – Индикаторы эффективности производства и передачи электроэнергии целевого сценария

Индикатор	Год					
	2023	2025	2030	2033	2036	2050
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	370,9	393,6	344,6	325,6	324,7	320,5
Собственные нужды электростанций, %	8,2	8,2	8,1	6,0	5,6	5,5
Потери при передаче электроэнергии, %	7,5	6,0	5,0	4,7	4,3	4,0

Таблица 7 – Индикаторы эффективности производства тепловой энергии в котельных и передачи потребителям целевого сценария

Индикатор	Год					
	2023	2025	2030	2033	2036	2050
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	203,7	199,7	187,6	181,8	175,4	166,7
Потери в тепловых сетях, %	10,8	10,0	9,2	8,2	7,6	7,0

Важными индикаторами являются уровень вовлечения газа в топливно-энергетический баланс области и обусловленные им доли потребления газа в структуре топливоснабжения электростанций, котельных и непосредственного потребления населением, промышленностью и сферой услуг (таблица 8).

Таблица 8 – Доля природного газа в потреблении ТЭР категориями потребителей для целевого сценария, %

Категория потребления	Год							2036	2050
	2022	2023	2025	2030	2033	2036	2050	к 2022 (разы)	
Теплоэлектростанции	5,1	5,1	3,1	13,0	43,0	45,3	54,6	8,9	10,7
Котельные	4,4	4,1	8,1	10,8	25,1	31,9	35,9	7,3	8,2
Непосредственное ¹ потребление	3,1	3,2	21,8	30,4	44,3	53,3	57,2	17,3	18,6

Примечание – Без учета собственных нужд и потерь нефтегазодобывающих компаний

В перечень экологических индикаторов включены удельные показатели выбросов в атмосферу загрязняющих веществ и парниковых газов от энергетических объектов, на единицу сожженного топлива (таблица 9). Ухудшение индикаторов наблюдается по выбросам диоксида углерода для консервативного сценария, по остальным индикаторам - значение показателя снижается.

Таблица 9 – Экологические индикаторы целевого сценария развития ТЭК области, кг/т у.т.

Индикатор	Год							2036	2050
	2022	2023	2025	2030	2033	2036	2050	(↓) к 2022 (разы)	
Удельный выброс загрязняющих веществ	51	51	49	37	24	20	15	2,6	3,4
Удельный выброс CO ₂ *	2,5	2,4	2,5	2,5	2,2	2,1	2,1	1,2	1,2
Удельный выброс загрязняющих веществ от ТЭС	37	38	39	32	29	26	22	1,4	1,7
Удельный выброс загрязняющих веществ от котельных	82	81	78	77	59	53	52	1,5	1,6
Удельный выброс SO ₂ от ТЭС	22	19	19	13	6	5	4	4,4	5,5
Удельный выброс твердых частиц от котельных	34	34	33	32	22	19	19	1,8	1,8

Примечание - *Оценки приведены в т/т у.т.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании обобщения развернутых итогов проведенных исследований можно сделать следующие выводы по всей работе:

1. Энергостратегия, кроме концептуальных и главных направлений развития ТЭК, содержит предложения по реализации энергетической политики в регионе на период до 2036 г. и с перспективным видением до 2050 г.

2. В Энергостратегии учтены современные тенденции, риски и угрозы социально-экономического развития Иркутской области в целом и ТЭК в частности.

3. Сформулированные основные направления развития ТЭК доведены до конкретных предложений в содержательном и временном аспектах (мероприятия, объемы, потребность в финансовых ресурсах и т.д.) по всем составляющим ТЭК с детализацией по годам («Дорожная карта»).

4. В сложившихся условиях рассматриваются три сценария: консервативный, инновационный и целевой, который берётся за основу при дальнейшей реализации Энергостратегии. Принципиальное отличие целевого сценария от консервативного и инновационного заключается в том, что целевой сценарий предусматривает масштабную газификацию Иркутской области, без которой принципиально невозможно обеспечить активный экономический рост и выполнение планов по федеральному проекту «Чистый воздух».

5. В условиях неопределенности со строительством МГ «Сила Сибири-2» для поставки газа в Иркутскую область на первом этапе реализации Энергостратегии возможна ориентация на консервативный сценарий, выполнение которого наиболее вероятно, с последующим переходом в средне- и долгосрочной перспективе к целевому сценарию как ориентиру на будущее.

6. Для реализации основных положений Энергостратегии предложены экономические, инвестиционные, организационные и нормативно-правовые мероприятия для каждой отрасли ТЭК. Эти механизмы представлены в «Дорожной карте» с информацией по объемам вводимых объектов, срокам их введения и необходимым финансированием. Экономические механизмы включают налоговую и бюджетную политику, ценовую и тарифную, таможенную политику, что для Иркутской области имеет важное значение,

как территории со значительным ресурсным и энергетическим потенциалом. Инвестиционные механизмы обосновывают меры и значимость инвестиционной политики, необходимость государственной поддержки финансирования наиболее важных энергетических проектов, оценку потребности в инвестициях и источниках их покрытия. Однако, предлагаемые источники финансирования носят рекомендательный характер. Также следует учитывать, что большинство основных производственных фондов Иркутской области принадлежит частной компании Эн+, государственное софинансирование которой возможно только в исключительных случаях. Рассмотрены также механизмы государственно-частного партнерства. Организационные механизмы включают в себя меры по усовершенствованию нормативно-правовой базы, реорганизации управления и принятия управленческих решений с учетом стратегического планирования и мониторингом индикаторов развития ТЭК.

7. Согласно утвержденной ГС до 2042 года в Иркутской области планируется сооружение АЭС, которая именуется «Сибирская АЭС» («Сибирская ТЭС»). Первый блок мощностью 1255 МВт планируется ввести к 2041 г. и второй блок к 2042 г. Планируемый ввод «Сибирской АЭС» не учитывает сейсмические условия Иркутской области, высокие экологические требования в отношении оз. Байкал и баланс генерирующих мощностей в регионе. Альтернативой и, возможно более, эффективным решением является сооружение Тулунской ТЭС (по срокам и стоимости).

8. Значительный потенциал возобновляемых природных энергоресурсов обеспечивается наличием 9% от общероссийского гидропотенциала, 9% ресурсов биомассы, 6% энергии малых водотоков, 5% гелиопотенциала, 2% ресурсов низкопотенциального тепла и 3% ветропотенциала России.

Перспективной зоной строительства ГЭС является Ленско-Бодайбинский район. Наиболее востребованными здесь могут быть три гидростанции: Тельмамская (450 МВт), Бодайбинская (650 МВт) и Сигнайская (600 МВт) суммарной установленной мощностью 1690 МВт. Наиболее вероятным будет сооружение Тельмамской ГЭС после 2031 г., так как она вошла в утвержденную 12 января 2025 года ГС до 2042 года. Малые водотоки не задействованы в гидроэнергетике области. Однако на них вполне возможно строительство мини- и микро-ГЭС мощностью от десятков до

сотен кВт для энергоснабжения потребителей в зоне децентрализованного электроснабжения. Представляется целесообразным рассмотреть возможность строительства деривационных и русловых ГЭС (мощность до 5–10 МВт) на реках Китой и Иркут, если планы сооружения крупных ТЭС и новых блоков на существующих ТЭЦ не будут реализованы в полном объеме.

По ветропотенциалу и запасам геотермальных ресурсов территория области относится к числу неперспективных. Однако использование ветропотенциала в ограниченных объемах возможно на западном побережье оз. Байкал (в Ольхонском районе).

Гелиоэнергетический потенциал практически не зависит от широтного местоположения, что создает предпосылки для применения СЭС в центральных и южных районах области, на побережье оз. Байкал и о. Ольхон.

Лесные ресурсы по территории области размещены крайне неравномерно, наиболее масштабная их эксплуатация наблюдается на севере области. Слабо развитая транспортная инфраструктура является одним из сдерживающих факторов более интенсивного использования ресурсов. Однако для целей энергетики целесообразно использовать древесные отходы (в виде топливной щепы или пеллет), которых после рубок остается до 47–49%.

9. За интервал времени между 2036 и 2050 гг. в энергетике могут произойти принципиальные изменения, которые не рассматривались в данной Стратегии, например: интернет вещей (энергии), массовый уход от централизованного энергоснабжения, широкое внедрение искусственного интеллекта, новейшие технологии по производству, передаче и хранению энергии и т.д. Поэтому разработанная Для реализации основных положений Энергостратегии предложены экономические, инвестиционные, организационные и нормативно-правовые механизмы для каждой отрасли ТЭК. Экономические механизмы включают налоговую, бюджетную политику, ценовую и тарифную, таможенную политику, что имеет важное значение для Иркутской области как территории со значительным ресурсным и энергетическим потенциалом. Инвестиционные механизмы обосновывают меры и значимость инвестиционной политики, необходимость государственного финансирования энергетических проектов, оценку

потребности в инвестициях и источниках их покрытия. Рассмотрены механизмы частно-государственного партнерства. Организационные механизмы включают меры по совершенствованию нормативно-правовой базы, реорганизации управления и принятия управленческих решений с учетом стратегического планирования и мониторинга индикаторов развития ТЭК. Структура и развернутое содержание «Механизмы реализации Энергостратегии» приведены в приложении № 2 к Энергостратегии. требует постоянного учета новых перспективных направлений развития всех составляющих ТЭК.

Приложение 1

к основным положениям результатов научно-исследовательской работы «Энергетическая стратегия Иркутской области на период до 2036 года с целевым видением на перспективу до 2050 года»

«Дорожная карта» развития ТЭК Иркутской области до 2050 года

Направленность мероприятия		Этап прогнозного периода			Мероприятия
		2025-2030 гг.	2031-2036 гг.	2037-2050 гг.	
Нефтяная промышленность, в том числе	млрд. руб.	801-1151	1001-1402	2502-3203	* – Вакунайское, Тымпучиканское, Игнялинское месторождения; ** – Ярактинское, Верхнечонское месторождения; *** – нефтеперерабатывающий завод г. Ангарск.
- восполнение минерально-сырьевой базы нефтяных месторождений*	млрд. руб.	300-500	400-600	100-1400	
	млн. т	18-22	22-25	25-28	
- развитие новых месторождений, наращивание объемов добычи нефти, развитие трубопроводного транспорта**	млрд. руб.	500-650	600-800	1500-1800	
	млн. т	18-22	22-25	25-28	
- развитие нефтепереработки***	млрд. руб.	0,8-1	0,8-1,2	2,5-3,0	
	млн. т	9,5-9,8	9,8-10	10-10,5	
Газовая промышленность, в том числе	млрд. руб.	213-254	1636-1809	831-889	* – Илгинское и Ангаро-Ленское ГКМ; ** – Ковыктинское, Илгинское и Братское ГКМ; *** – нефтеперерабатывающий завод г. Ангарск; i – участок «Дулисьма – Усть-Кут» МГ «Верхняя Чона – Дулисьма – Усть-Кут»; ii – МГ «Ковыкта – Саянск – Иркутск»; iii – Иркутский участок МГ «Сила Сибири-2»; iiii – участок «Верхняя Чона – Дулисьма» МГ «Верхняя Чона – Дулисьма – Усть-Кут».
- развитие ресурсной базы добычи природного газа в южных районах	млрд. руб.	13-14	18-20	21-24	
	млрд. м³	135*	165*	150*	
- развитие добычных мощностей основных месторождений природного газа	млрд. руб.	80-85	178-199	-	
	млрд. м³	6,6**	7,0**	-	
- развитие газотранспортной инфраструктуры	млрд. руб.	60-75	650-770	50-65	
	тыс. км	0,24 ⁱ	0,65 ⁱⁱ , 0,8 ⁱⁱⁱ	0,24 ⁱⁱⁱⁱ	
	млрд. руб.	60-80	790-870	760-800	
- создание газохимических производств	Населенный пункт	г. Усть-Кут	г. Саянск, г. Ангарск г. Усолье-Сибирское	г. Ангарск	
	млрд. руб.	10-32	35,5-37,3	100-12	
Угольная промышленность	млн. т	4,9 ⁱ ; 4,2 ^{**}	6,5 ⁱ ; 7,0 ^{**}	7,0 ⁱ ; 7,0 ^{**}	* – поддержание объемов добычи, геологоразведочные работы, наращивание объемов добычи угля; ** – наращивание объемов переработки угля.
Электроэнергетика, в том числе	млрд. руб.	860-920	720-790	600-640	* – модернизация оборудования: ТЭЦ-11 (29 МВт), Иркутская ГЭС (99 МВт), Мамаканская ГЭС (22 МВт); новые энергоблоки на угле: ТЭЦ-10 (230 МВт), ТЭЦ-11 (920 МВт); новая электростанция на угле в г. Тулун (1200 МВт); новая электростанция на газе Ленская (1200 МВт); ** – новая электростанция на угле в г. Тулун (1200 МВт); новая электростанция на газе Правобережная (650 МВт); новая электростанция на газе Иркутско-Черемховская (450 МВт); новая Тельмакская ГЭС (450 МВт); перевод ТЭЦ на газовое топливо: ТЭЦ-5 (18
- модернизация, перевооружение и строительство новых генерирующих мощностей	млрд. руб.	780-820	580-630	250-270	
	МВт	3700*	5498**	2699***	
	млрд. руб.	80-100	140-160	350-370	
	тыс. км	0,02 ⁱ ; 5,54 ⁱⁱ	0,02 ⁱ ; 4,33 ⁱⁱ	0,04 ⁱ ; 12,31 ⁱⁱ	

- реконструкция и сооружение объектов электросетевой инфраструктуры (ЛЭП и подстанции)	шт ⁱⁱⁱ	1638	2274	5563	МВт), ТЭЦ-9 (540 МВт), ТЭЦ-10 (1100 МВт), ТЭЦ-12 (12 МВт), НИ-ТЭЦ (708 МВт), НЗ-ТЭЦ (360 МВт); *** – новая электростанция на угле в г. Тулун (1200 МВт); перевод ТЭЦ на газовое топливо: ТЭЦ-10 (230 МВт), ТЭЦ-11 (1269 МВт); ⁱ – ЛЭП 220 кВ; ⁱⁱ – ЛЭП 35 кВ и ниже; ⁱⁱⁱ – подстанции.
Тепловое хозяйство, в том числе	млрд. руб.	170	210-242	109-131	* – перевод на газ – 22 котельные («Программа газификации ИО до 2033г.»); строительство в г. Усть-Кут – 1 котельная; в г. Байкальске – 2 электростанции; в г. Иркутске – 2 котельные; ** – перевод на газ 194 котельных («Сила Сибири-2»); перевод 25 котельных ЦЭЗ на электроотопление; реконструкция 279 котельных; перевод на газ 2 котельные в г. Братск; *** – перевод на газ 28 котельных («Сила Сибири-2»); реконструкция 88 котельных; строительство 96 котельных.
- модернизация существующих и строительство новых котельных	млрд. руб.	39	60-72	22-28	
	Гкал/ч (шт.)	870 (27)*	1529 (500)**	1089 (212)***	
- развитие теплосетевой инфраструктуры	млрд. руб.	131	150-160	64-72	
	км	1332	1550	560	
Локальная энергетика, в том числе	млрд. руб.	0,3	2,65-2,72	1,2-1,3	* – п. Октябрьский, п. Маннинск; ** – п. Озерный, п. Крахун; *** – с. Алыгджер, с. Верхняя Гутара при подключении к энергосистеме предприятий на месторождениях Гурбей и Зашихинское; ⁱ – перевод ДЭС на нефть; ⁱⁱ – перевод ДЭС на газ.
- подключение к энергосистеме	млрд. руб.	0,07-0,08	1,22-1,27	1,10-1,15	
	МВт	0,3*	2,3**	1,6***	
- модернизация ДЭС	млрд. руб.	0,04-0,05	1,25-1,30	0,13-0,15	
	МВт	-	6,2 ⁱ ; 1,7 ⁱⁱ	-	
- сооружение СЭС	млрд. руб.	0,14-0,15	0,14-0,15	0,04-0,05	
	МВт	0,7	0,9	0,4	
ИТОГО	млрд. руб.	2054-2527	3571-4240	4143-4984	СУММАРНЫЕ ИНВЕСТИЦИИ ЗА ПЕРИОД 2025-2050 гг.: 9772-11751

Приложение 2

к основным положениям результатов научно-исследовательской работы «Энергетическая стратегия Иркутской области на период до 2036 года с целевым видением на перспективу до 2050 года»

МЕХАНИЗМЫ РЕАЛИЗАЦИИ ЭНЕРГОСТРАТЕГИИ

Для реализации основных положений «Энергетической стратегии Иркутской области на период до 2036 года с целевым видением на перспективу до 2050 года» (далее – Энергостратегия) предложены экономические, инвестиционные, организационные и нормативно-правовые механизмы для каждой отрасли ТЭК (таблица 1).

Таблица 1 – Механизмы реализации Энергостратегии

Экономические	Инвестиционные	Организационные
• Налоговая и бюджетная политика • Ценовая и тарифная политика • Таможенная политика	• Инвестиционная политика • Государственное финансирование • Государственно-частное партнерство	• Нормативные акты и структура управления • Стратегическое планирование • Мониторинг индикаторов развития

Экономические механизмы (таблица 2) включают налоговую и бюджетную политику, ценовую и тарифную, таможенную политику, что для Иркутской области имеет важное значение, как территории со значительным ресурсным и энергетическим потенциалом. Экономические механизмы должны быть направлены на создание благоприятных экономических условий для эффективного осуществления деятельности хозяйствующих субъектов: налоговые льготы, государственная финансовая поддержка, свобода и доступность экономической инициативы; создание условий для развития добросовестной конкуренции; развитие стимулирующих механизмов для входа на товарные рынки Иркутской области.

Таблица 2 – Экономические механизмы

Налоговая и бюджетная политика	Ценовая и тарифная политика	Таможенная политика
Цель: рост экономики, увеличение налогооблагаемой базы и рост доходов бюджета	Цель: достижение баланса интересов производителей и потребителей энергоресурсов	Цель: формирование эффективной внешнеторговой деятельности в энергетической сфере
Основные направления:	Основные направления:	Основные направления:

1. Обеспечение финансирования программы газификации области за счет средств регионального и федерального бюджетов, а также за счет средств частных компаний. 2. Обеспечение необходимого финансирования коммунальной энергетики за счет регионального и федерального бюджетов 3. Увеличение федеральных расходов на проведение геологоразведочных работ по нефти и газу	1. Обеспечение ценовой стабильности и недопущения инфляционных процессов 2. Создание конкурентной среды на рынках топлива и энергии 3. Энергосбережение и повышение эффективности производства и использования энергии 4. Обеспечение стабильности условий и прозрачности режима ценообразования на энергетических объектах	1. Совершенствование таможенно-тарифного регулирования 2. Планирование переходного периода при изменениях в таможенном законодательстве 3. Снятие правовых барьеров для экспорта СПГ 4. Принятие мер таможенно-тарифного стимулирования для проектов по производству нефте-и газохимической продукции
---	--	--

Инвестиционные механизмы (таблица 3) являются одним из базовых инструментов при реализации стратегических приоритетов в энергетике области. Инвестиционные механизмы обосновывают меры и значимость инвестиционной политики, необходимость государственного финансирования энергетических проектов, оценку потребности в инвестициях и источниках их покрытия. Для эффективного управления развитием ТЭК необходимо в рамках общей региональной инвестиционной политики выработать эффективную инвестиционно-энергетическую стратегию. На прогнозируемый период 2025–2050 гг. основное внимание должно быть максимально направлено на оказание содействия началу крупных инвестиционных проектов в экономике и энергетике области.

Таблица 3 – Инвестиционные механизмы

Инвестиционная политика	Государственное финансирование	Государственно-частное партнерство
Цель: стимулирование инвестиционного развития отраслей ТЭК и создание благоприятного инвестиционного климата Основные направления: 1. Разработка мер государственной поддержки, направленных на создание энергетической инфраструктуры 2. Совершенствование процесса предоставления эффективной государственной поддержки 3. Повышение информационной открытости области	Цель: реализация значимых задач в различных сферах ТЭК за счет бюджетного финансирования Основные направления: 1. Принятие федеральных и региональных программ бюджетного финансирования инфраструктуры теплоснабжения и газификации населения 2. Софинансирование затрат на создание объектов обеспечивающей инфраструктуры, необходимых для реализации инвестиционных проектов в сфере ТЭК	Цель: осуществление согласованных действий субъектов для достижения наибольшего социально-экономического эффекта Основные направления: 1. Реализация проектов на принципах ГЧП с привлечением бюджетных средств 2. Реализация специфических форм распределения ответственности между партнерами

Организационные механизмы (таблица 4) включают в себя меры по усовершенствованию нормативно-правовой базы, реорганизации управления и принятия управленческих решений с учетом стратегического планирования

и мониторинга индикаторов развития ТЭК. Организационные механизмы должны обеспечивать непрерывную систему взаимодействий, мониторинга, согласований, государственной поддержки с объектами и субъектами управления и приводить к результативности реализуемых региональных стратегий и программ. Кроме того, необходимо свести к минимуму негативное влияние на предпринимательскую деятельность административных барьеров. Организационные механизмы должны опираться на правовое регулирование, включая совершенствование нормативно-правовой базы.

Таблица 4 – Организационные механизмы

Нормативные акты и структура управления	Стратегическое планирование	Мониторинг индикаторов развития
Цель: разработка и эффективное использование механизмов правового регулирования, которыми располагает Иркутская область Основные направления: 1. Регулирование отдельных цен (тарифов) на электрическую и тепловую энергию и контроль за их применением 2. Утверждение инвестиционных программ отдельных субъектов электро- и теплоэнергетики и контроль за их реализацией 3. Согласование инвестиционных программ ТСО	Цель: разработка, утверждение, актуализация и реализация конкретных планов по развитию ТЭК области Основные направления: 1. Разработка стратегий и программ развития ТЭК области в увязке с различными стратегиями и программами федерального уровня 2. Разработка программы развития нефтегазового комплекса и электроэнергетики Иркутской области 3. Применение программно-целевого принципа формирования расходов консолидированного бюджета.	Цель: обеспечение наблюдаемости и контроль над ходом реализации стратегии развития ТЭК области Основные направления: 1. Оценка показателей эффективности производства и потребления топливно-энергетических ресурсов 2. Оценка экологических индикаторов 3. Оценка индикаторов, характеризующих уровень вовлечения газа в ТЭБ области 4. Принятие своевременных мер, корректирующих стратегию развития ТЭК области с учетом сложившихся условий