

**КОМПЛЕКСНЫЙ ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПРОЕКТ  
МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2015-2030 ГОДЫ**

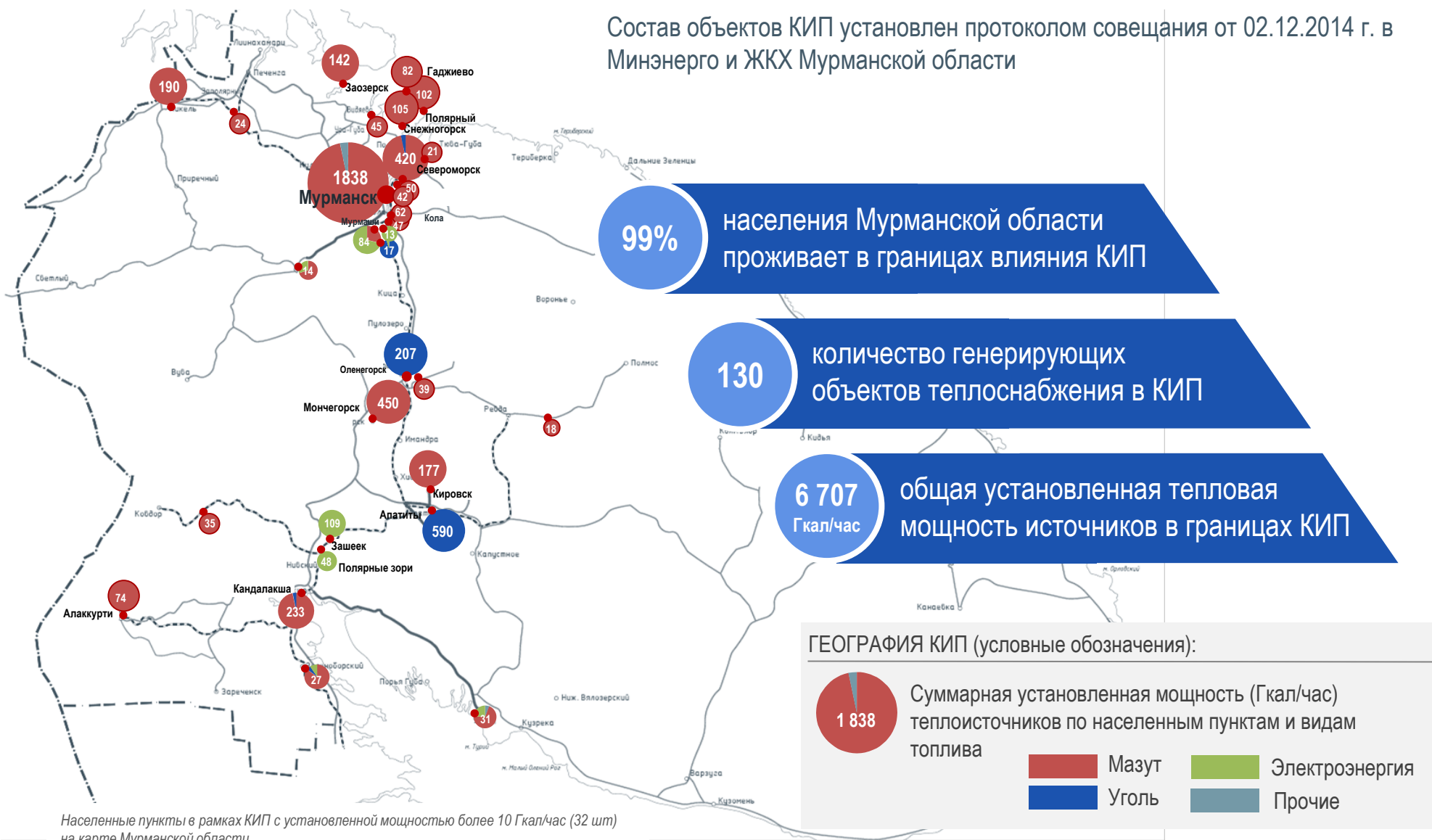
НОЯБРЬ 2015 г.

ФГБУ «РЭА» Минэнерго России  
Государственный контракт от 01 декабря 2014 г. № 20

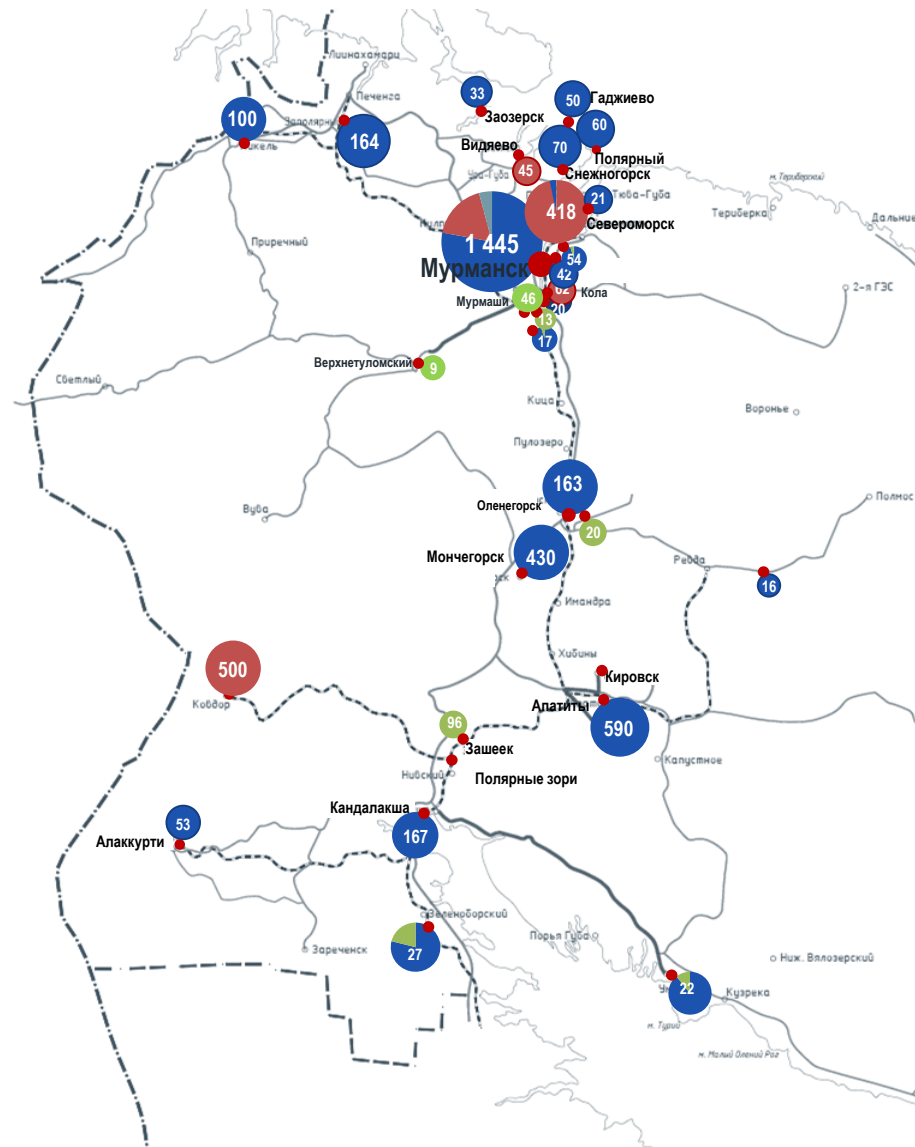
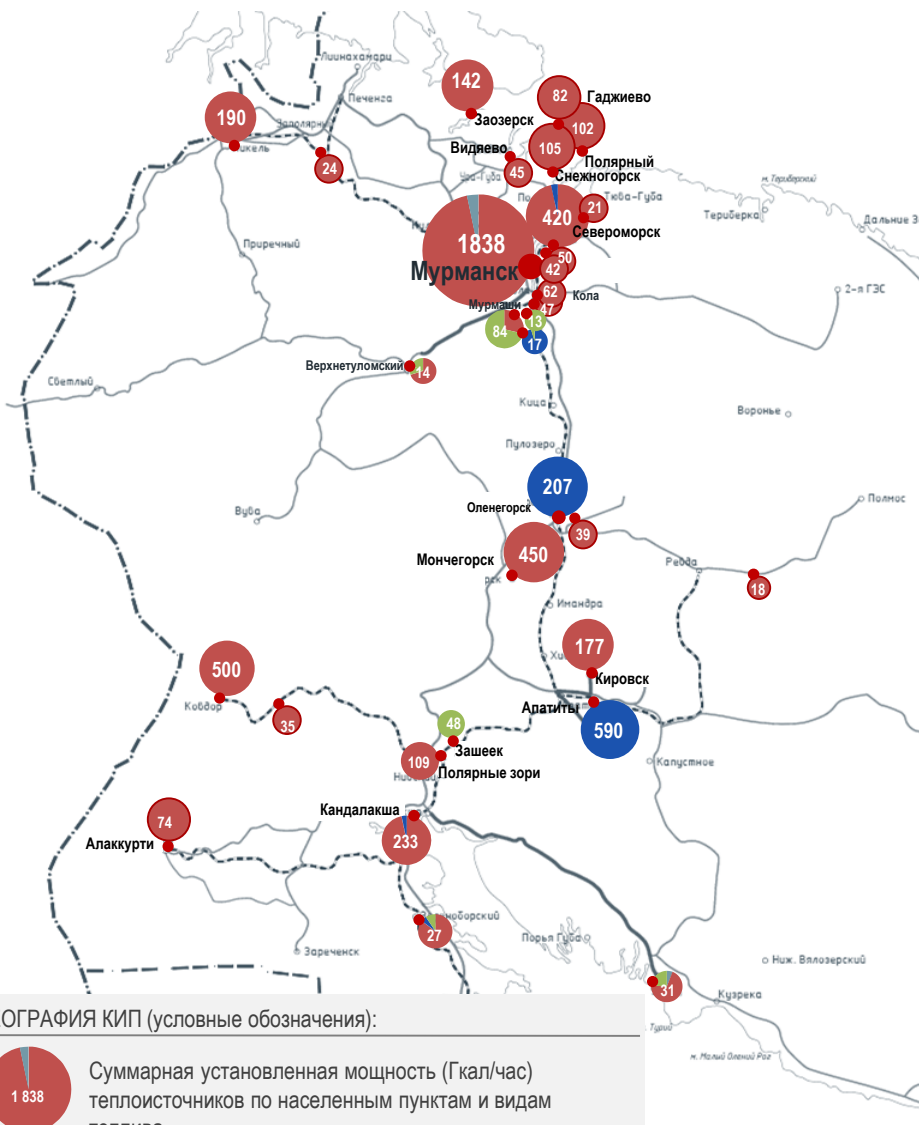


# Комплексный инвестиционный проект (КИП): состав объектов исследования

Состав объектов КИП установлен протоколом совещания от 02.12.2014 г. в Минэнерго и ЖКХ Мурманской области



# Комплексный инвестиционный проект (КИП): до и после



## Принципы формирования инвестиционных предложений в рамках КИП

Инвестиционные предложения по модернизации систем теплоснабжения Мурманской области и ее отдельных объектов сформированы исходя из принципа минимизации экономически обоснованного тарифа для конечного потребителя тепловой энергии с учетом предложений органов исполнительной власти Мурманской области

- Перечень инвестиционных предложений разработан исходя из принципа минимизации экономически обоснованного тарифа для конечного потребителя тепловой энергии и представлен в Министерство энергетики и ЖКХ Мурманской области
- Мероприятия модернизации систем теплоснабжения сформированы с учетом следующих факторов:
  - повышения эффективности использования установленной мощности объектов генерации за счет вывода избыточных мощностей;
  - оптимизации зон действия новых источников теплоснабжения;
  - технической реализуемости предлагаемых решений;
  - согласованности предлагаемых решений с региональными и местными органами власти
- По проектам с альтернативными вариантами перевода на перспективный энергоноситель (уголь, или электроэнергия) приняты предложения Мурманской области – «электроэнергия» (исх. Минэнерго и ЖКХ Мурманской области №21-02/2671-ВГ от 13.07.2015 г.)
- Существующие электродотельные остаются на текущем виде энергоносителя. По котельным со сроком службы котлоагрегатов более 15 лет принимается решение о реконструкции.

# Предложения по модернизации систем теплоснабжения г. Мурманска

Муниципальное образование	Населенный пункт	Теплоснабжающая организация (ТСО)	Котельная	Текущий вид топлива	Потребление топлива*	УТМ, Гкал/час	Присоединенная нагрузка, Гкал/час	Предложения в рамках КИП	Новая УТМ, Гкал/ч	Предлагаемый вид топлива	Потребление топлива*	
г. Мурманск	г. Мурманск	ОАО "Мурманэнергосбыт"	Котельная "Северная"	мазут	77 128	367,7	195,7	Строительство новой угольной котельной Северная-Восточная на новом месте. Объединение зон действия котельных Северная, Роста и Восточная с переключением на новую угольную котельную Северная-Восточная	668	уголь	301 907	
			Котельная "Роста"	мазут	13 384	159,7	26,5					
		ОАО "Мурманская ТЭЦ"	Котельный цех №2 (Восточная котельная)	мазут	64 499	390	153,1					
		г. Мурманск	ОАО "Мурманский морской рыбный порт"	Котельная	мазут	11 395	140	16,6	Строительство новой угольной котельной на месте старой. Отключение ЦТП на Новосельской от котельной ММРП со строительством новой БМК на угле на Новосельской	24	уголь	23 583
		г. Мурманск	Завод по термической обработке ТБО	Котельная	ТБО		60,3	15,4	Без изменений	60,3	ТБО	
		г. Мурманск	ОАО "Мурманская ТЭЦ"	Мурманская ТЭЦ	мазут	103 351	260	273,2	Без изменений	260	мазут	103 351
		Котельный цех №1 (Южная котельная)		мазут	128 208	461	287,9	Строительство новой угольной котельной Южная на промплощадке ранее предполагаемой к строительству Мурманской ТЭЦ-2	436	уголь	241 636	
		н.п. Абрам-Мыс	ОАО "Мурманэнергосбыт"	Котельная	мазут	2 483	24,2	4	Строительство новой электрокотельной на новом месте	9	э/э ВН	21 189
		н.п. Дровяное	МУП "МУК"	Котельная	дизельное топливо	367	2,6	0,9	Строительство новой электрокотельной на месте существующей котельной	2	э/э ВН	4 523
	Котельная			уголь	1 356	3,1	0,9	Строительство новой электрокотельной расположенной ближе к потребителям	2	э/э ВН	6 065	
	п. Росляково	ОАО «МЭС»	Котельная ТЦ	мазут	10 546	50,4	23,1	Строительство новой угольной котельной	32,6	уголь	19 600	
			Котельная	уголь	3 018	7,6	2,6	Строительство новой электрокотельной рядом с существующей котельной	4	э/э ВН	12 001	
ИТОГО:						1 927	1 000		1 497,6			

\* Примечание:  
Для мазута, угля, ТБО – тонн в год  
Для э/э – МВт.ч в год

Оптимизация УТМ: (-22%) или (- 429 Гкал/час)

Целевая структура УТМ: мазут = 18%; уголь = 77%; ТБО = 4%; э/э = 1%

# Предложения по модернизации систем теплоснабжения городских округов Мурманской области

Городской округ	Населенный пункт	Теплоснабжающая организация (ТСО)	Котельная	Текущий вид топлива	Потребление топлива*	УТМ, Гкал/час	Присоединенная нагрузка, Гкал/час	Предложения в рамках КИП	Новая УТМ, Гкал/ч	Предлагаемый вид топлива	Потребление топлива*
г. Апатиты	г. Апатиты	ОАО "ТГК-1"	Апатитская ТЭЦ	уголь	302 923	590	364	Без изменений	590	уголь	302 923
г. Кировск	н.п. Титан	ОАО "Апатит"	Котельная АНОФ-3	мазут	35 633	177,5	53,2	Закрытие котельной АНОФ-3. Переключение потребителей поселка Титан на Апатитскую ТЭЦ			
	н.п. Коашва	ОАО "Апатит"	Электрическая БМК	э/э	7 561	6,8	3,2	Оставить как есть. Перевод на ВН	6,8	э/э	7 561
г. Мончегорск	г. Мончегорск	ОАО "Кольская ГМК"	ТЭЦ	мазут	96 630	680	338,1	Строительство угольной котельной на внешних потребителей ТЭЦ ОАО «Кольская ГМК»	430	уголь	185 396
	н.п. 25 км	ОАО "Мончегорская теплосеть"	Котельная	уголь	563	2	0,6	Без изменений	2	уголь	563
	Мончегорск, в/г 56	ОАО "Ремонтно-эксплуатационное управление"	Котельная №110	уголь	1 683	9,9	2,6	Без изменений	9,9	уголь	1 683
			Котельная №113	уголь	1 934	9,2	2,8	Без изменений	9,2	уголь	1 934
г. Оленегорск	г. Оленегорск	МУП "Оленегорские тепловые сети"	Котельная (терр. ОАО "Олкон")	уголь / мазут	122 096	207	130,8	Реконструкция с заменой основного и вспомогательного оборудования после исчерпания эксплуатационного ресурса	163	уголь / мазут (для подсветки)	117 442
	н.п. Высокий	ОАО "Мурманэнергосбыт"	Котельная	мазут	6 024	39,5	14	Перевод существующей мазутной котельной на электроэнергию	20	э/э ВН	65 767
г. Полярные Зори	г. Полярные Зори	ООО АтомТеплоЭлектроСеть	Котельная	мазут	216 423	109,5	25,2	Вывод из эксплуатации мазутной котельной			
	н.п. Зашеек	"АтомТеплоЭлектроСеть"	Котельная	э/э	216 423	48,2	44,9	Реконструкция котельной с увеличением установленной мощности (для покрытия пиковых нагрузок выводимой мазутной котельной)	96	э/э ВН	255 940
	н.п. Африканда-1	МУП "ТС-Африканда"	Котельная	э/э	28 489	11,7	3,9	Реконструкция. Перевод на ВН	5	э/э ВН	29 297
	н.п. Африканда-2	ООО "Теплонорд"	Котельная	уголь	3 166	4,2	1,1	Без изменений	4,2	уголь	3 166
ООО "Тепловой комплекс-Африканда"			Котельная	э/э	1 546	0,4	0,2	Реконструкция. Перевод на ВН	0,3	э/э ВН	1 651
Ковдорский район	г. Ковдор	ОАО "Ковдорский ГОК"	ТЭЦ	мазут	85 582	500	193,1	Без изменений	500	мазут	85 582
	н.п. Ёнский	ОАО "Мурманэнергосбыт"	Котельная	мазут	2 606	35,5	5,1	Строительство новой электрокотельной рядом с существующей котельной	8	э/э ВН	25 900
	с. Ёна	ООО "Ёнский"	Котельная	э/э	3 556	3,5	1	Реконструкция. Перевод на ВН	1,6	э/э ВН	3 920
	н.п. Куропта	ООО "Ёнский"	Котельная	дрова / уголь	333	1,8	0,5	Реконструкция	1,4	дрова / уголь	470
	н.п. Лейпи	ООО "Тепловодоканал" п.Лейпи	Котельная	мазут	391	6,3	0,6	Строительство новой блочно-модульной угольной котельной на месте существующей котельной	1	уголь	818
<b>ИТОГО:</b>						<b>2 443</b>	<b>1 185</b>		<b>1 848</b>		

\* Примечание:  
Для мазута, угля, ТБО – тонн в год  
Для э/э - МВт.ч в год

Целевая структура УТМ: мазут = 27%; уголь = 65,5%; э/э = 7,5%

Оптимизация УТМ: (-24%) или (- 595 Гкал/час)

# Предложения по модернизации систем теплоснабжения ЗАТО Мурманской области

ЗАТО	Населенный пункт	ТСО	Котельная	Текущий вид топлива	Потребление топлива*	УТМ, Гкал/час	Присоединенная нагрузка, Гкал/час	Предложения в рамках КИП	Новая УТМ, Гкал/ч	Предлагаемый вид топлива	Потребление топлива*
г. Александровск	г. Полярный	ОАО «МЭС»	Котельная	мазут	25 751	102	50,4	Строительство новой угольной котельной на новом месте за пределами поселения	60	уголь	50 361
	г. Гаджиево	ОАО «МЭС»	Котельная ТЦ-640	мазут	11 805	82,5	30,4	Строительство новой угольной котельной на новом месте за пределами поселения	50	уголь	23 608
	н.п. Оленья Губа	ОАО «МЭС»	Котельная	мазут	1 183	6,9	3,4	Строительство новой электродкотельной рядом с существующей котельной	5,2	э/э ВН	13 186
	г. Снежногорск	ОАО «МЭС»	Котельная №2	мазут	18 803	105	48,3	Строительство новой угольной котельной юго-западнее существующей котельной	70	уголь	35 187
г. Заозерск	г. Заозерск	ОАО «РЭУ»	Котельная №53	мазут	14 267	142	23,4	Строительство новой угольной котельной на новом месте	33	уголь	23 910
г. Североморск	г. Североморск	ОАО «МЭС»	Котельная ТЦ-33	мазут	6 251	53,6	13,3	Без изменений	53,6	мазут	6 251
			Котельная ТЦ-345	мазут	29 795	170	60,1		170	мазут	29 795
			Котельная ТЦ-46	мазут	36 996	189	85,5		189	мазут	36 996
	Котельная Кортик	мазут	1 487	5,4	1,6	Строительство новой электродкотельной рядом с существующей котельной	2	э/э ВН	14 261		
		Котельная Восточная	уголь	915	1,7	0,6	Строительство новой электродкотельной рядом с существующей котельной	1,7	э/э ВН	3 640	
	п. Сафоново-1	ОАО «МЭС»	Котельная ТЦ-269	мазут	8 348	42,6	15,9	Строительство новой угольной котельной	26	уголь	15 500
	п. Североморск-3	ОАО «МЭС»	Котельная ТЦ-452	мазут	4 870	21	7,7	Строительство новой угольной котельной	12,4	уголь	9 200
	п. Щукозеро	ОАО «МЭС»	Котельная	мазут	629	4,1	1,3	Строительство новой электродкотельной рядом с существующей котельной	2	э/э ВН	6 000
Котельная			ДТ	158	0,4	0,5	Предлагается перевод двух зданий подключенных к этой котельной на индивидуальное электроотопление	1	э/э		
п. Видяево	п. Видяево	МУПП "ЖКХ" ЗАТО Видяево	Котельная ТЦ-801	мазут	6 630	45,4	23,5	Без изменений	45,4	мазут	6 630
ИТОГО:						971,6	365,9		721,3		

Оптимизация УТМ: (- 26%) или (- 258 Гкал/час)

Целевая структура УТМ: мазут = 71%, уголь = 27%, э/э = 2%

\* Примечание:  
Для мазута, угля, ТБО – тонн в год  
Для э/э – МВт.ч в год



# Предложения по модернизации систем теплоснабжения Кандалакшского района Мурманской области

Муниципальное образование	Населенный пункт	Теплоснабжающая организация (ТСО)	Котельная	Текущий вид топлива	Потребление топлива*	УТМ, Гкал/час	Присоединенная нагрузка, Гкал/час	Предложения в рамках КИП	Новая УТМ, Гкал/ч	Предлагаемый вид топлива	Потребление топлива*
г.п. Кандалакша	г. Кандалакша	ОАО «МЭС»	Котельная №1	мазут	24 065	104,3	55,5	Перевод на новую котельную на твердое топливо (торф/уголь)	80	торф / уголь	48 033
			Котельная №5 (Нива-3)	мазут	16 885	78,3	29,8	Строительство новой котельной на твердом топливе	45	торф / уголь	31 150
		Котельная №10	мазут	414	2,5	1	Новая котельная на твердом топливе (торф/уголь) мкр. Лесозавод (объединение зон действия котельной №10 ОАО МЭС и котельной №1 МУП Недвижимость Кандалакши)	2,6	торф / уголь	1 035	
	МУП "Недвижимость Кандалакши"	Котельная №1	уголь	253	0,3	0,2					
	с.Лувеньга	ООО "Тепло"	Котельная	древесная щепка	1 442	3,1	2,2	Без изменений	3,1	древесная щепка	1 442
	н.п. Нивский	ОАО «МЭС»	Котельная №17	мазут	1 920	6,5	3,5	Строительство новой котельной на твердом топливе на месте старой котельной №17	5	торф / уголь	3 888
	н.п. Белое море	ОАО «МЭС»	Котельная Нефтебазы	мазут	952	47,1	2,8	Строительство новой угольной БМК на новом месте	5	уголь	1 991
	ж-д ст.Пиозеро	ООО "Тепло"	Котельная №126	уголь	1 002	5,8	1	Реконструкция	1,4	уголь	1 107
	г. Кандалакша	ОАО «МЭС»	Котельная №21	мазут	12 267	48,3	31,4	Новая котельная на твердом топливе (Объединение зон действия котельной №21 МЭС+3 котельных РЭУ)	40	торф / уголь	25 458
	г. Кандалакша, в/г №1	ОАО «РЭУ»	Котельная №1	уголь	1 146	2,3	1,2				
			Котельная №3	уголь	1 382	2,8	1,4				
Котельная №4			уголь	1 574	3,3	1,6					
п. Лупче-Савино-1, в/г №2	ОАО «РЭУ»	Котельная №411	уголь	951	4,3	1	Реконструкция	1,6	уголь	1 053	
п. Лупче-Савино-2, в/г №7	ОАО «РЭУ»	Котельная №80	уголь	1 635	2,8	1,6	Реконструкция	2,1	уголь	1 771	
г.п. Зеленоборский	п.г.т. Зеленоборский	ОАО «МЭС»	Котельная №6	мазут	784	4,3	1,5	Строительство новой электрокотельной рядом с существующей котельной	3	э/э ВН	6 374
			Котельная №22	мазут	6 582	19,3	14,6	Строительство новой угольной котельной на новом месте	20	уголь	12 835
		МУП "Услуги ЖКХ"	Котельная	э/э	6 139	2,6	1,4	Без изменений	2,6	э/э ВН	6 139
		МУП ЖКХ "Доверие"	Котельная	уголь	378	1,5	0,5	Реконструкция	1,0	уголь	344
	с. Княжая Губа	Княжегубский рыбный завод	Котельная	уголь	350	0,6	0,2	Реконструкция	0,7	уголь	340
	ж/д ст. Княжая Губа	ОАО "РЖД"	Котельная	э/э	500	0,3	0,1	Реконструкция. Перевод на ВН	0,2	э/э ВН	572
с.п. Алакуртти	с. Алакуртти	ОАО «РЭУ»	Котельная №3	мазут	10 774	74	37	Перевод на уголь	53	уголь	21 616
с.п. Зареченск	н.п. Зареченск	ООО "КомСервис"	Котельная	э/э	10 337	2,8	2,4	Реконструкция. Перевод на ВН	3,0	э/э ВН	11 398
<b>ИТОГО:</b>						<b>417,1</b>	<b>191,9</b>		<b>269,3</b>		

\* Примечание:  
Для мазута, угля, ТБО – тонн в год  
Для э/э - МВт.ч в год

Оптимизация УТМ: (- 35%) или (- 148 Гкал/час)

Целевая структура УТМ: мазут = 0%; уголь = 97%; э/э = 2%; другое = 1%



# Предложения по модернизации систем теплоснабжения Кольского района Мурманской области

Муниципальное образование	Населенный пункт	Теплоснабжающая организация (ТСО)	Котельная	Текущий вид топлива	Потребление топлива*	УТМ, Гкал/час	Присоединенная нагрузка, Гкал/час	Предложения в рамках КИП	Новая УТМ, Гкал/ч	Предлагаемый вид топлива	Потребление топлива*
г.п. Верхнетуломский	пгт Верхнетуломский	ОАО «МЭС»	Котельная	мазут	1 810	10,1	4,5	Объединение зон действия котельных (мазутная и электрокотельная №10 и №11, переключение на новую электрокотельную	9	э/э ВН	24 927
		ООО «КТК»	Котельная №10	э/э	2 693	1,7	0,8				
г.п. Кильдинстрой	п.г.т. Кильдинстрой	МУП "Кильдинстрой"	Котельная №2	э/э	2 718	0,8	0,4	Реконструкция. Перевод на ВН	0,7	э/э ВН	3 259
		ОАО «МЭС»	Котельная №1	мазут	2 419	13,9	5,7	Строительство новой электрокотельной	12	э/э ВН	28 674
	н.п. Шонгуй	ОАО «МЭС»	Котельная	мазут	1 242	6	3,1	Строительство новой угольной котельной на новом месте	5	уголь	2 807
	н.п. Зверосовхоз в/г №48	МУП "Кильдинстрой"	Котельная	э/э	14 071	13,6	4,3	Строительство новой электрокотельной	7	э/э ВН	16 120
		ОАО «РЭУ»	Котельная №49	уголь	71	2,5	0,1	Перевод на э/э на ВН	0,2	э/э ВН	413
г.п. Кола	г. Кола	ОАО "Мурманэнергосбыт"	Котельная	мазут	11170	62,7	32,5	Переключение нагрузки на новую котельную Южная	-		-
	ж.-д.ст. Кола	"Кольское ГОУ ДРСП"	Котельная ж/д ст. Кола	мазут	488	4	1,6	Строительство новой блочно-модульной угольной котельной на месте существующей котельной	2	уголь	1 274
г.п. Молочный	п.г.т. Молочный	ОАО «МЭС»	Котельная	мазут	5 430	47,1	13,4	Строительство новой угольной котельной на новом месте и нового ТП	20	уголь	10 746
		ГОУП "Мурманскводоканал"	Котельная	э/э	1 904	0,9	0,6	Реконструкция. Перевод на ВН	1,1	э/э ВН	2 004
	п. Выходной	МУП «УМС СЕЗ»	Котельная	э/э	422	0,1	0,1	Реконструкция. Перевод на ВН	0,2	э/э ВН	459
г.п. Мурмаши	п.г.т. Мурмаши	ОАО "Мурманэнергосбыт"	Котельная	мазут	3 217	24,4	8,1	Строительство новой электрокотельной	12	э/э ВН	34 392
			Котельная РП-27	э/э	25 077	12,9	6,6	Реконструкция. Перевод на ВН		э/э ВН	27 773
		ООО «КТК»	Котельная РП-3	э/э	7 228	6,5	1,7	Реконструкция. Перевод на ВН		э/э ВН	7 964
			Котельная ВП-11	э/э	6 065	4,1	1,7	Реконструкция. Перевод на ВН		э/э ВН	6 606
			Котельная ВП-13	э/э	5 088	4,1	1,2	Реконструкция. Перевод на ВН	29	э/э ВН	5 384
			Котельная РП-15	э/э	13 275	6,5	3,3	Реконструкция. Перевод на ВН		э/э ВН	15 387
			Котельная РП-16	э/э	9 211	6,5	2,4	Реконструкция. Перевод на ВН		э/э ВН	13 759
			Котельная РП-17	э/э	14 974	8,6	3	Реконструкция. Перевод на ВН		э/э ВН	20 809
ООО "Эко-сервис"	Котельная №2	э/э	16 923	10,8	3,2	Реконструкция. Перевод на ВН	5	э/э ВН	18 281		
г.п. Туманный	п. Туманный	ООО «КТК»	Котельная	э/э	12 648	9,8	2,5	Реконструкция. Перевод на ВН	4,5	э/э ВН	13 943
с.п. Междуречье (см. корректировки)	н.п. Междуречье	МУП "Лавна"	Котельная	э/э	11 628	8,6	2,4	Реконструкция. Перевод на ВН	4,1	э/э ВН	13 479
	с.Минькино	ООО "ПК "ЭлТехМонтаж"	Автономная кот.	СУГ		0,9	0,7	Без изменений	0,9	СУГ	
	н.п.Килпъявр	ООО "Теплонорд"	Котельная №101	мазут	1 255	13,2	1,9	Строительство новой угольной котельной на новом месте. Объединение зон действия котельных №101 и №228	8	уголь	2 675
			Котельная №228	мазут	125	3,1	0,3				
с.п. Пушной	н.п.Пушной	МБУ СЕЗ МО Пушной	Котельная	э/э	12 010	6,5	3,2	Реконструкция. Перевод на ВН	4,9	э/э ВН	13 132
	н.п.Песчаный	МБУ СЕЗ МО Пушной	Котельная	э/э	839	1,4	0,5	Реконструкция. Перевод на ВН	1,0	э/э ВН	917
	ж.-д.ст.Лопарская	ОАО «МОЭСК»	Котельная	уголь	841	2	0,7	Без изменений	2	уголь	841
	н.п.Мокрая Кица	МБУ СЕЗ МО Пушной	Котельная	э/э	2 145	1	0,2	Реконструкция. Перевод на ВН	0,7	э/э ВН	2 345
с.п. Териберка	с. Териберка	МУП Териберское упр ЖКК	Котельная	уголь	721	0,9	0,3	Реконструкция	0,7	уголь	755
	п. Лодейное	ОАО «МЭС»	Котельная	мазут	966	8,6	2	Строительство новой блочно-модульной угольной котельной.	4	уголь	1 911
с.п. Тулома	с. Тулома	МУП с.п. Тулома "УЖКХ"	Котельная	э/э	25 130	15,6	5,9	Реконструкция. Перевод на ВН	8,3	э/э ВН	27 269
с.п. Ура-Губа	с.Ура-Губа	МУП «ЖХХ Ура-Губа»	Котельная МКМ-2,88-2	мазут	540	2,5	0,7	Строительство новой электрокотельной рядом с существующей	1	э/э ВН	5 712
<b>ИТОГО:</b>						<b>261,8</b>	<b>87,8</b>		<b>143,3</b>		

\* Примечание:  
Для мазута, угля, ТБО – тонн в год  
Для э/э - МВт.ч в год

Оптимизация УТМ: (- 37%) или (- 119 Гкал/час)

Целевая структура УТМ: мазут = 30%; уголь = 20%; э/э = 49%; другое = 1%

# Предложения по модернизации систем теплоснабжения остальных муниципальных образований Мурманской области

Муниципальное образование	Населенный пункт	Теплоснабжающая организация (ТСО)	Котельная	Текущий вид топлива	Потребление топлива*	УТМ, Гкал/час	Присоединенная нагрузка, Гкал/час	Предложения в рамках КИП	Новая УТМ, Гкал/ч	Предлагаемый вид топлива	Потребление топлива*
г.п. Заполярный	г. Заполярный	ОАО "Кольская ГМК"	ТЭЦ	мазут	46 738	268,3	133,1	Строительство новой угольной котельной на новом месте (ближе к городу Заполярный) только для теплоснабжения потребителей г. Заполярный (без пром.площадки)	164	уголь	92 463
г.п. Никель	п.г.т. Никель	ОАО "Мурманэнергосбыт"	Котельная ЭЦ-2	мазут	30 568	190,3	60,3	Строительство новой угольной котельной на новом месте	100	уголь	49 050
	п. Приречный	МУП "Жилфонд"	Котельная	э/э	30 568	0,7	0	Реконструкция. Перевод на ВН	0,1	э/э ВН	49 050
	п. Раякоски	ОАО "ТГК-1"	Котельная "М"	э/э	200	0,3	0,1	Реконструкция. Перевод на ВН	0,1	э/э ВН	196
г.п. Печенга	п.г.т. Печенга	ОАО «РЭУ»	Котельная №152	уголь	106	4,3	0,9	Без изменений	4,3	уголь	106
		ООО "Теплострой Плюс"	Котельная №44	уголь	796	1,4	0,1	Без изменений	1,4	уголь	796
		ОАО «РЭУ»	Котельная №73	уголь	1 180	5,2	1,9	Без изменений	5,2	уголь	1 180
		ОАО «РЭУ»	Котельная №177	уголь	151	1,2	0,2	Без изменений	1,2	уголь	151
	н.п. Лиинахамари	МКП "Жилищное хозяйство"	Котельная №3	уголь	1 770	5,2	1,6	Реконструкция	3,2	уголь	1 703
	н.п. Спутник	ООО "Теплострой Плюс"	Котельная №55	уголь	1 977	5,1	4	Без изменений	5,1	уголь	1 977
			Котельная №138	уголь	1 636	3,4	2,3	Без изменений	3,4	уголь	1 636
			Котельная №208	уголь	1 913	4,3	2,5	Без изменений	4,3	уголь	1 913
			Котельная №170	уголь	370	3,8	0,5	Реконструкция	1,4	уголь	394
Котельная №250			уголь	922	2,4	1,1	Реконструкция	1,6	уголь	788	
с.п. Корзуново	н.п. Корзуново	ООО "Промвоентстрой"	Котельная №250	уголь	922	2,4	1,1	Реконструкция	1,6	уголь	788
	н.п. Луостари	ООО "Промвоентстрой"	Котельная №5/106	уголь	2 656	7,3	2	Реконструкция	2,8	уголь	2 121
			Котельная №5/149	уголь	1 960	7	0,9	Реконструкция	1,4	уголь	1 551
			Котельная №15/146	уголь	1 691	5,6	0,8	Реконструкция	1,4	уголь	1 353
			Котельная №15/176	уголь	3 678	4,7	2,3	Реконструкция	2,8	уголь	2 934
с.п. Ловозеро	с. Ловозеро	ОАО "Мурманэнергосбыт"	Котельная	мазут	3 962	18,3	9,4	Строительство новой угольной котельной на новом месте	16	уголь	7 821
г.п. Ревда	пгт. Ревда	ОАО "Мурманэнергосбыт"	Котельная	мазут	11 057	51,2	26	Строительство новой угольной котельной на новом месте за пределами поселения	40	уголь	22 740
г.п. Умба	п.г.т. Умба	ОАО "Мурманэнергосбыт"	Котельная №15	мазут	4 777	17	11,9	Строительство новой котельной на твердом топливе уголь/торф на месте существующей котельной №15 ОАО МЭС. Объединение зон действия котельных №№18,15 ОАО МЭС и котельной №3 МУП ЖЭК	20	торф/уголь	11 582
			Котельная №18	мазут	1 445	4,9	1,9				
	МУП "ЖЭК"	Котельная №3	дрова	1 122	1,8	0,2	Реконструкция. Перевод на ВН	2	э/э ВН	4 094	
		Котельная №1	э/э	3 778	6,9	1,4					
		Котельная №2	э/э	479	0,6	0,1					0,4
с.п. Варзуга	п.Кашкаранцы в/г №20	ОАО "Ремонтно-эксплуатационное управление"	Котельная	уголь	40	1	0,1	Перевод на э/э на ВН	0,2	э/э ВН	230
ИТОГО:						622,9	266,3		368,6		

\* Примечание:  
Для мазута, угля, ТБО – тонн в год  
Для э/э - МВт.ч в год

Оптимизация УТМ: (- 41%) или (- 254 Гкал/час)

Целевая структура УТМ: мазут = 0%, уголь = 99%, э/э = 1%

# Текущее использование энергоносителей в отрасли теплоснабжения Мурманской области

- Более 80% тепловой энергии в Мурманской области производится на источниках, основным энергоносителем для которых является топочный мазут
- Высокая стоимость энергоносителей приводит к необходимости субсидирования теплоснабжающих организаций со стороны бюджета региона ввиду невозможности установления социально-неприемлемых тарифов

## ПОТРЕБЛЕНИЕ ТОПЛИВА В МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

	В тоннах условного топлива (тут)		В натуральных показателях
Дрова:	0,2 тыс. тут	0,01%	1,1 тыс. тонн
Мазут:	1 352 тыс. тут	75,3%	1 007 тыс. тонн
Уголь:	386 тыс. тут	21,5%	469,1 тыс. тонн
Э/Э:	58 тыс. тут	3,23%	460 597 тыс. кВт.ч
ИТОГО:	1 796 тыс. тут	100%	–

# Сводные данные по инвестиционным предложениям в рамках КИП

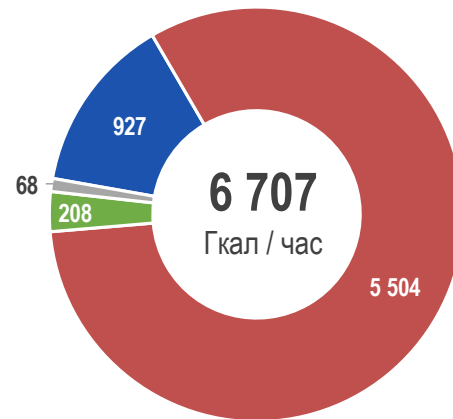
КИП: ИЗМЕНЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЭНЕРГИИ



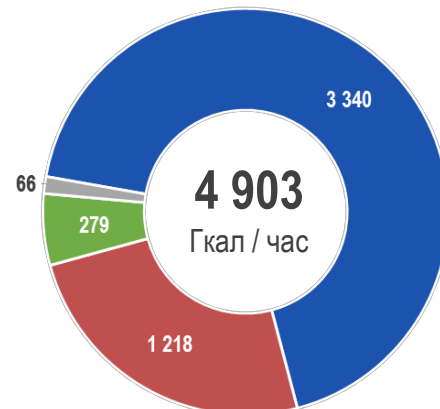
минус 14 источников (-11%),  
объединение зон действия



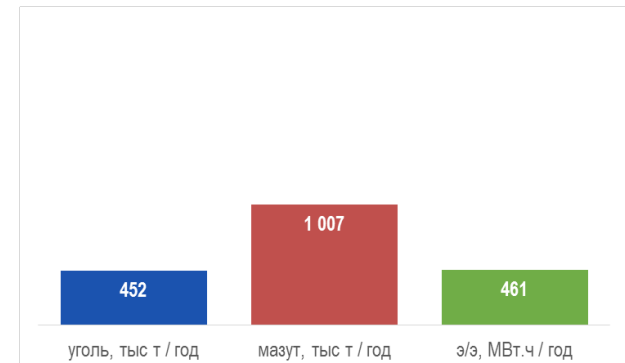
КИП: ИЗМЕНЕНИЕ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ



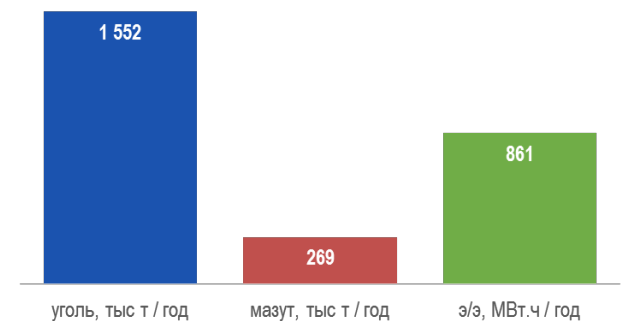
минус 1 804 Гкал / час УТМ (-27%),  
приведение в соответствие с  
подключенной нагрузкой



КИП: ИЗМЕНЕНИЕ ОБЪЕМА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ

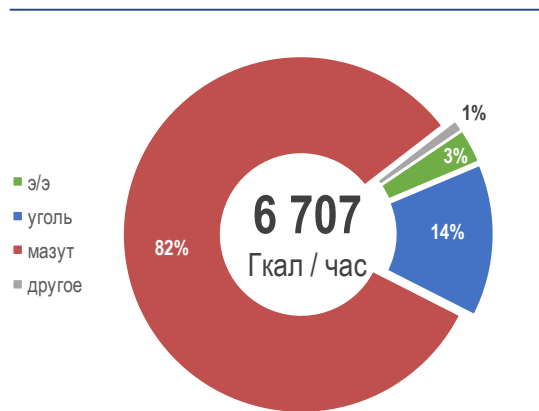


Оптимизация топливного  
баланса с целью  
минимизации ЭОТ

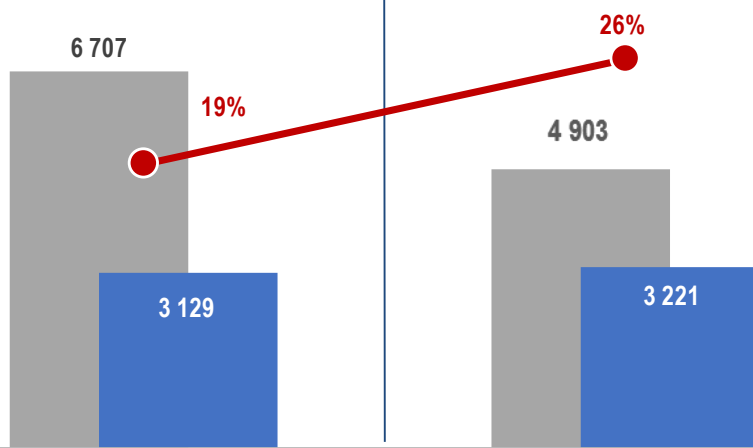
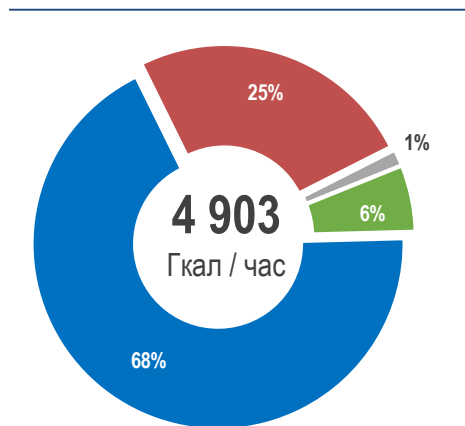


# Оптимизация установленной мощности объектов теплогенерации и структуры топливно-энергетического баланса Мурманской области

## ТЕКУЩАЯ СИТУАЦИЯ



## ИЗМЕНЕНИЯ В РЕЗУЛЬТАТЕ КИП



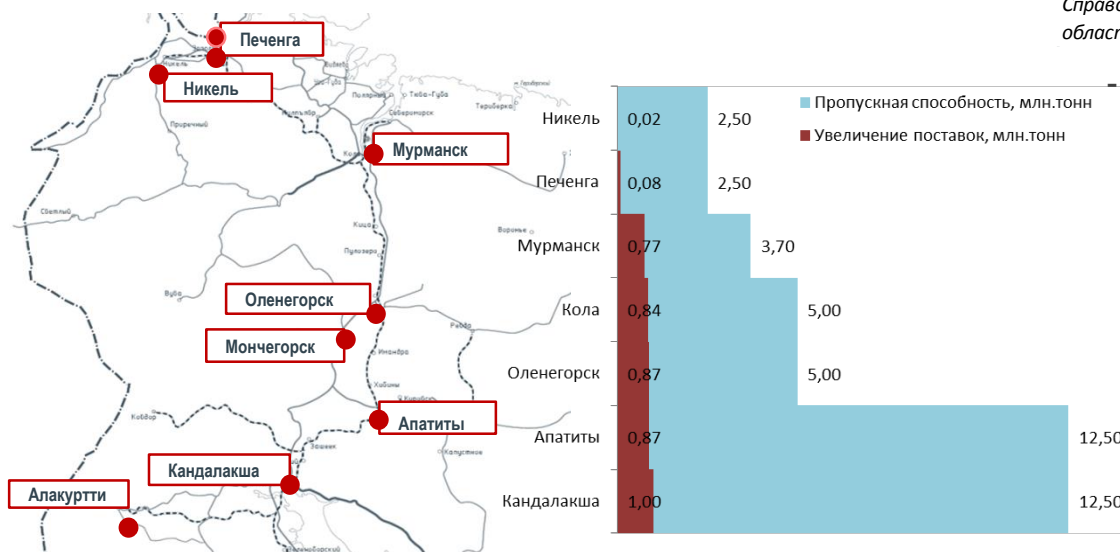
Установленная тепловая мощность (УТМ), Гкал/ч  
 Присоединенная нагрузка, Гкал/ч  
 КИУМ, %

- В результате реализации КИП доминирующим видом топлива станет уголь (65% УТМ) вместо текущего мазута (82% УТМ в текущей ситуации)
- Доля электроэнергии в структуре УТМ повысится с 3% до 6% (в 2 раза)
- Предлагаемые мероприятия по реализации КИП позволят существенно увеличить коэффициент использования установленной мощности – с 19% до 26%
- Приведение в соответствие установленной мощности и присоединенной нагрузки позволит уменьшить условно-постоянные расходы на производство тепловой энергии

# УГОЛЬ: анализ возможных ограничений

## Доставка угля

- Увеличение объема поставок топлива в соответствии с предлагаемыми мероприятиями в рамках КИП (перевод на уголь 77% источников теплоснабжения) составит 1,0 млн.тонн (4% от совокупного объема поставок в Мурманскую область по железной дороге за 2014 г.)



Поставки топлива на объекты КИП	уголь, млн.тонн	мазут, млн.тонн	ИТОГО, млн.тонн
Объемы поставок в 2014 г.	0,5	1,0	1,5
Прогнозируемые объемы поставок	2,1	0,4	2,5
<b>Изменение поставок</b>	<b>1,6</b>	<b>-0,6</b>	<b>1,0</b>
<i>Справочно: поставки в Мурманскую область (вкл. экспорт)</i>	15,4	2,6	18,0

По данным Октябрьской железной дороги существующие резервы провозной способности железной дороги обеспечивают возможность увеличения объема перевозимого угля на 2,0 млн. т в год (исх. Мурманского филиала ОАО «РЖД» №985/МУРМДУС от 06.08.2015 г.; исх. Минтранса МО №22-03/1497-ВО от 25.05.2015 г.).

В соответствии с Генеральной схемой развития сети железных дорог ОАО «РЖД» на период до 2020 года ожидается увеличение грузопотока в Мурманскую область на 6,8 млн.т; запланировано расширение «узких мест», в результате чего будет обеспечен резерв пропускной мощности с учетом возросшего грузопотока. Инвестиционным бюджетом ОАО «РЖД» предусмотрены необходимые мероприятия, начиная с 2017 года

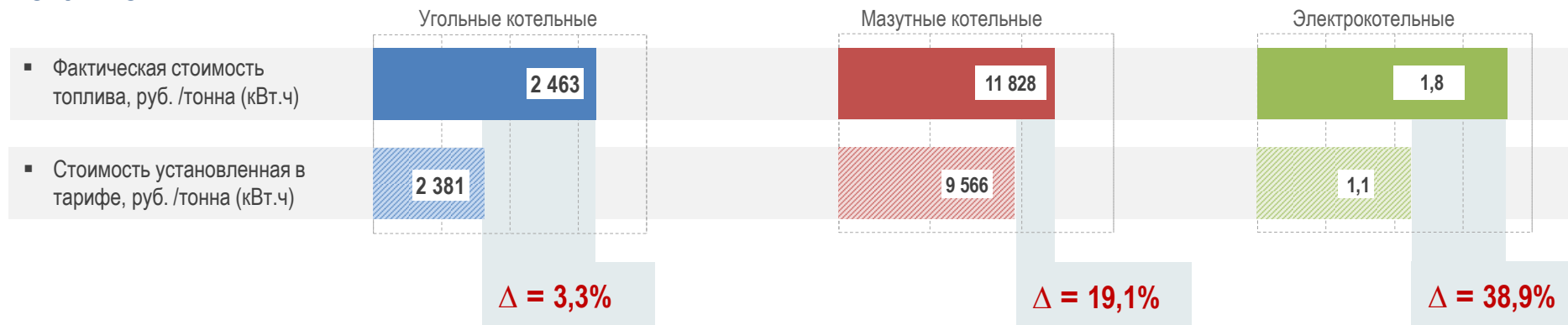
По данным Минтранса Мурманской области (исх. №22-03/1497-ВО от 25.05.2015 г.), во все населенные пункты в составе Комплексного инвестиционного проекта (КИП) имеется проезд по автомобильным дорогам с твердым покрытием (усовершенствованное или гравийное), который возможен, в том числе, и для грузового транспорта

## Перспективы использования

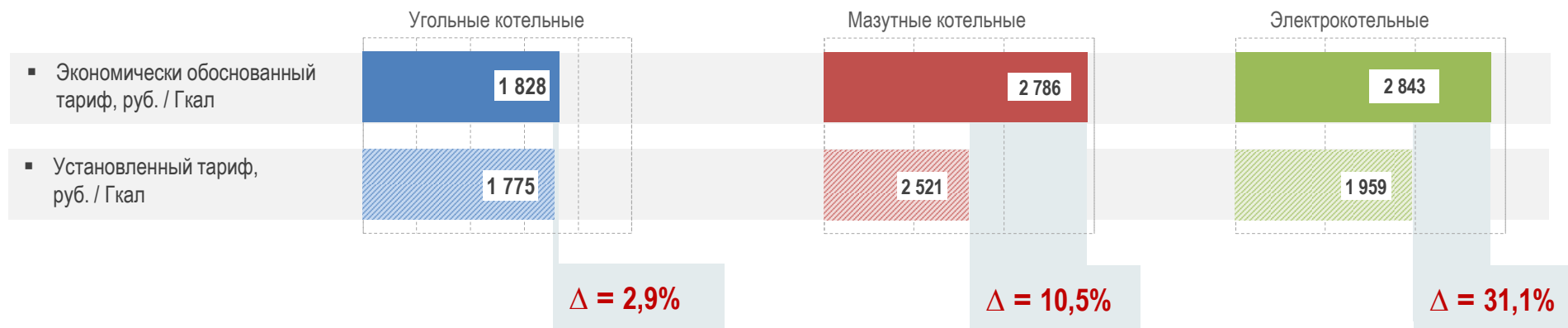
- Доставка необходимого объема угля на объекты теплоснабжения Мурманской области на текущий день не имеет существенных ограничений
- Для обеспечения доставки топлива по железной дороге грузовладельцу необходимо будет заключить договор с ОАО «РЖД»
- С учетом консервативной цены угля, используемой в расчетах (цена 2015 г. = 2 584 руб./т), возможно переключение части экспортного потока на внутреннее потребление котельными (цена net-back экспортного угля в порту Мурманск за 10 мес. 2015 г. = 2 192 руб./т по курсу ЦБ РФ на 28.10.2015 = 65,32 руб./долл.)
- Крупнейший поставщик угля в Мурманскую область АО «СУЭК» выражает заинтересованность в реализации КИП и готовность к обсуждению долгосрочных гарантий поставок топлива (исх. АО «СУЭК» №04-1/6127 от 28.10.2015 г.)

# Текущая структура субсидирования сферы теплоснабжения (факт 2014 г.)<sup>1</sup>

## ТОПЛИВО<sup>2</sup>



## ТАРИФЫ



## СУБСИДИИ (2014 г.)

**39,0 млн руб.**  
(1,6% => на уголь)

**2 052,7 млн руб.**  
(86,0% => на мазут)

**296,0 млн руб.**  
(12,4% => на электроэнергию)

**ИТОГО субсидии: 2 387,7 млн руб.**

<sup>1</sup> По данным Управления по тарифному регулированию Мурманской области  
<sup>2</sup> Без НДС



# Эффекты КИП: снижение уровня тарифов на тепловую энергию для потребителей и сокращение субсидирования теплоснабжающих организаций

- Сразу после ввода новых объектов в эксплуатацию в 2018 году, будет обеспечено сокращение объема необходимых субсидий на компенсацию выпадающих доходов ТСО на 28% (на ~0,8 млрд руб. в год). После возврата капитала субсидии сократятся на 82% по сравнению с прогнозом соответствующих показателей «без проекта» (с 5,1 млрд руб. до 0,84 млрд руб. к 2030 г.)
- Динамика роста тарифа после ввода объектов в эксплуатацию на этапе возврата инвестиций (2018-2025 гг.) составляет ежегодно 1,5% по сравнению с динамикой роста тарифа в ситуации «без проекта» 3,7%. В 2026 г. после возврата инвестиций тариф падает на 11,1% и составляет 66,5% от тарифа в ситуации «без проекта»
- К 2030 году средневзвешенный экономически обоснованный тариф по Мурманской области «с проектом» будет на 35,8% ниже, чем в ситуации «без проекта»



## Принципы расчета тарифа

- Расчет тарифа производится в соответствии с приказом ФСТ России от 13.06.2013 N 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения». Прогноз составляющих тарифа осуществляется с учетом параметров нового объекта (удельные показатели определены для каждого проекта) и долгосрочным прогнозом Минэкономразвития России
- Прогнозы темпов роста основных макроэкономических показателей, использованных при расчетах, принимаются на базе следующих документов: на 2015-2018 гг.: «Сценарные условия, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и предельных уровней цен (тарифов) на услуги компаний инфраструктурного сектора на 2016 год и на плановый период 2017 и 2018 годов», опубликованные Министерством экономического развития Российской Федерации в мае 2015 г., на 2019-2030 гг.: «Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года», опубликованный Министерством экономического развития в ноябре 2013 г.
- Тариф для потребителей в ситуации без проекта в соответствии с прогнозом Минэкономразвития России может вырасти с 2 360 руб./Гкал в 2014 г. до 5 088 руб./Гкал в 2030 г. или на 115% (в среднем 5,2% в год).
- Значение тарифа для потребителей в первый год выхода на проектные показатели (2018 г.) с учетом возврата инвестиций и начисленных % по заемному финансированию в ситуации «с проектом» в ценах 2014 года составит 1 963 руб./Гкал или 90% от тарифа в ситуации без проекта
- Значение тарифа для потребителей после возврата инвестиций и % по долгу (2026 г.) в ситуации «с проектом» в ценах 2014 года составит 1 578 руб./Гкал или 66% от тарифа в ситуации без проекта
- В базовом варианте финансирования процентная ставка ставка по заемному финансированию принята равной 14,5% годовых, минимальная норма доходности инвесторов в акционерный капитал оценена по модели CAPM на уровне 19% годовых. Данные значения соответствуют ожиданиям потенциальных инвесторов обсуждаемым в ходе предварительных переговоров
- Срок возврата инвестиций, используемый при расчете тарифа, 10 лет с учетом строительства (2 года) определен в соответствии базовыми принципами участия в подобных проектах потенциальных инвесторов и финансовых институтов

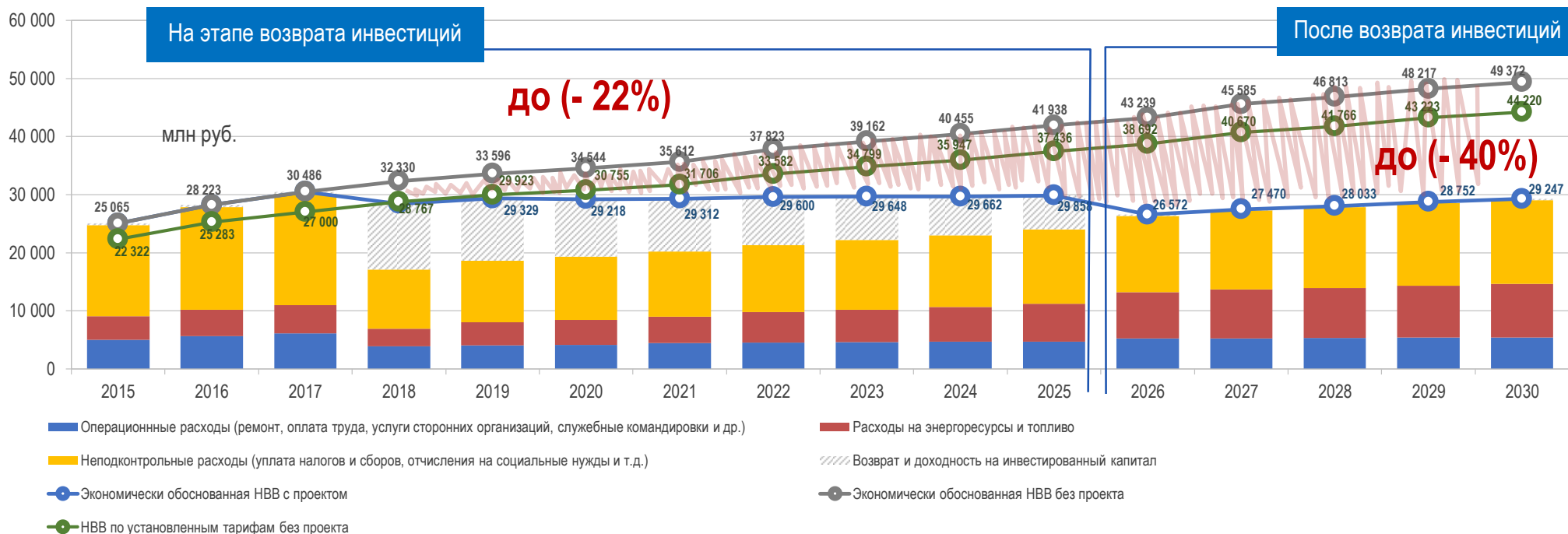
## Инструменты ухода от субсидий при реализации КИП

- Объединение эффективных и неэффективных котельных в пределах одного муниципального образования на балансе одной теплоснабжающей организации:
  - для г. Мурманск уход от субсидий на Мурманской ТЭЦ (котельная центральная), которая остается на мазуте, возможен при объединении данной котельной с одной из двух новых котельных (Северная-Восточная либо Южная), в рамках одной теплоснабжающей организации (реализация проекта строительства новой котельной ОАО «Мурманская ТЭЦ» либо передача в аренду существующей центральной котельной инвестору, реализуемому строительство новой котельной)
- Переключение части нагрузки неэффективной котельной на более эффективную:
  - для г. Мурманск переключение 69,59 Гкал/ч от Мурманской ТЭЦ в зону действия новой котельной Северная-Восточная
  - объединение зон действия новой котельной Южная и мазутной котельной г. Кола с выводом последней из эксплуатации
- Формирование единого тарифного дела для теплоснабжающей организации в разных муниципальных образованиях для перераспределение нагрузки с неэффективных объектов на более эффективные
- Повышение тарифа до экономически-обоснованного уровня для ТСО, по которым сохраняются субсидии (Мурманская ТЭЦ, Ковдорский ГОК (ТЭЦ), ТСО Печенгского района). При установлении тарифа выше максимально возможного уровня в соответствии потребуется согласование с федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения (ФЗ-190 «О теплоснабжении»)

# Эффекты реализации КИП Мурманской области: снижение НВВ и субсидий теплоснабжающим организациям

- Снижение экономически обоснованного уровня НВВ на этапе возврата инвестиций составит до 22%, а в долгосрочном периоде до 2030 года до 40% по сравнению с экономически обоснованным уровнем НВВ в варианте «без проекта»
- Объем дополнительного инвестиционного резерва проекта (2016-2030 гг.) при установлении тарифа на утвержденном уровне – 48,1 млрд. руб. от уровня ЭОТ с проектом в ценах 2015 г. (дефлирование на накопленный ИПЦ) при IRR на инвестированный капитал составит 22%

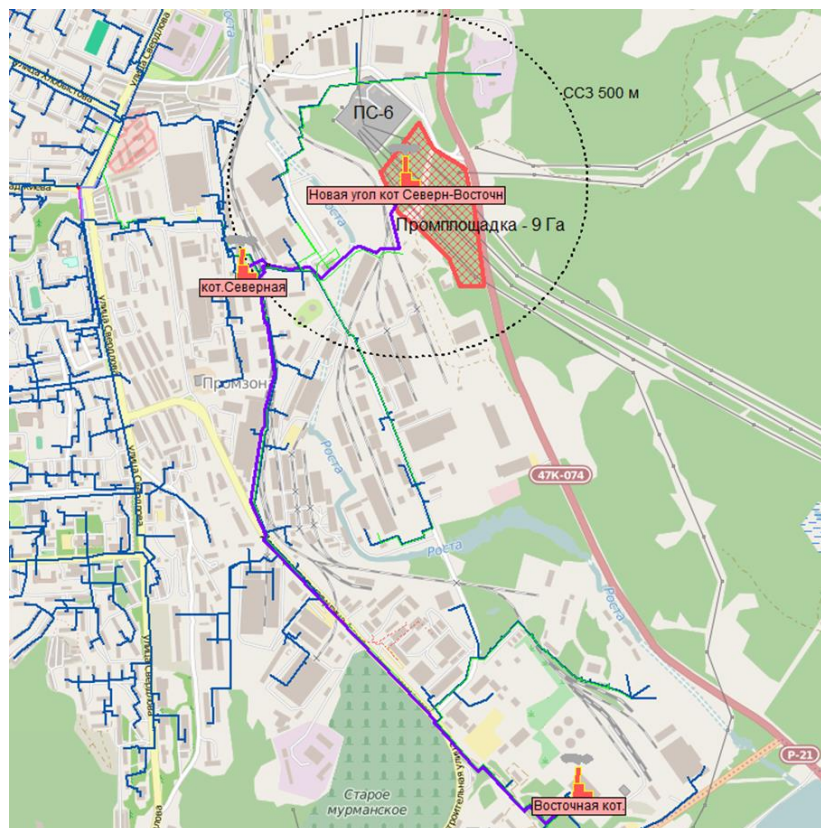
## СНИЖЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИ ОБОСНОВАННОЙ НВВ



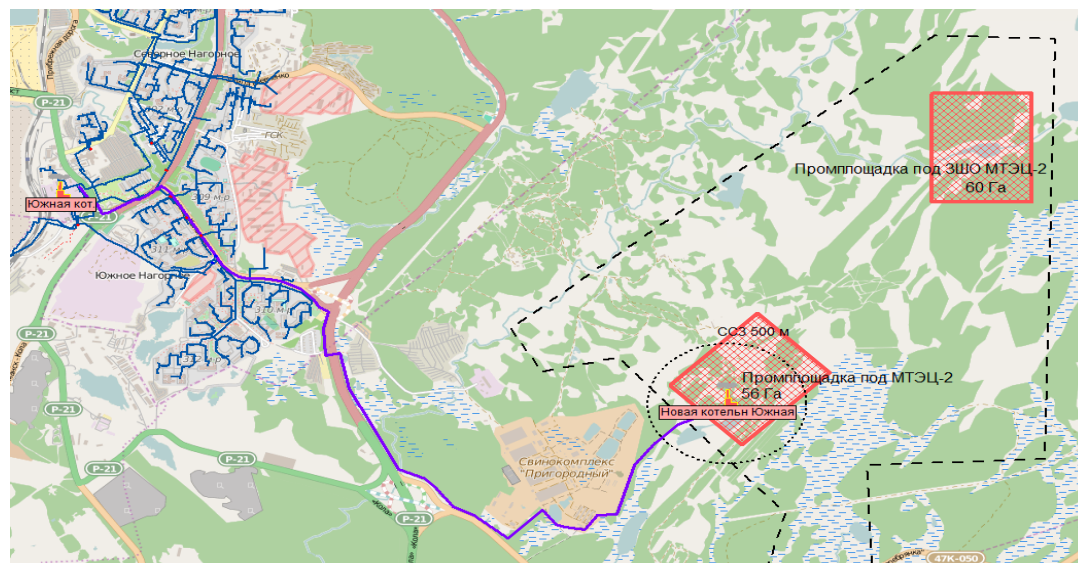
\* Структура расходов определена в соответствии с приказом ФСТ РФ 760-э

## Размещение объектов теплоснабжения

Основной предпосылкой при выборе места размещения новых угольных котельных было соблюдение санитарно-защитной зоны (СЗЗ). Согласно п. 7.1.10 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Для объектов КИП размер СЗЗ определен в соответствии с СЗЗ для ТЭЦ и районных котельных тепловой мощностью 200 Гкал/ч и выше работающих на угольном топливе и составляет 500 м. СЗЗ для золошлакоотвалов составляет 300 м. При определении мест размещения новых угольных котельных предпочтения отдавались территориям за пределами поселений.



Объединение зон действия котельных Северная, Восточная и Роста на базе строительства новой угольной котельной в промышленной зоне г. Мурманск



Вынос новой котельной Южной г. Мурманск за пределы города и организация ЗШО в соответствии с соблюдением необходимых норм

### Подключение к инженерным сетям\*

**Водоснабжение** – для небольших котельных подключение к существующей системе водоснабжения, для крупных котельных организация собственного водозабора из поверхностных или грунтовых вод

**Подключение к существующим системам теплоснабжения поселений** - при определении мест размещения новых котельных учитывалась необходимость строительства теплотрасс, насосных станций и тепловых пунктов

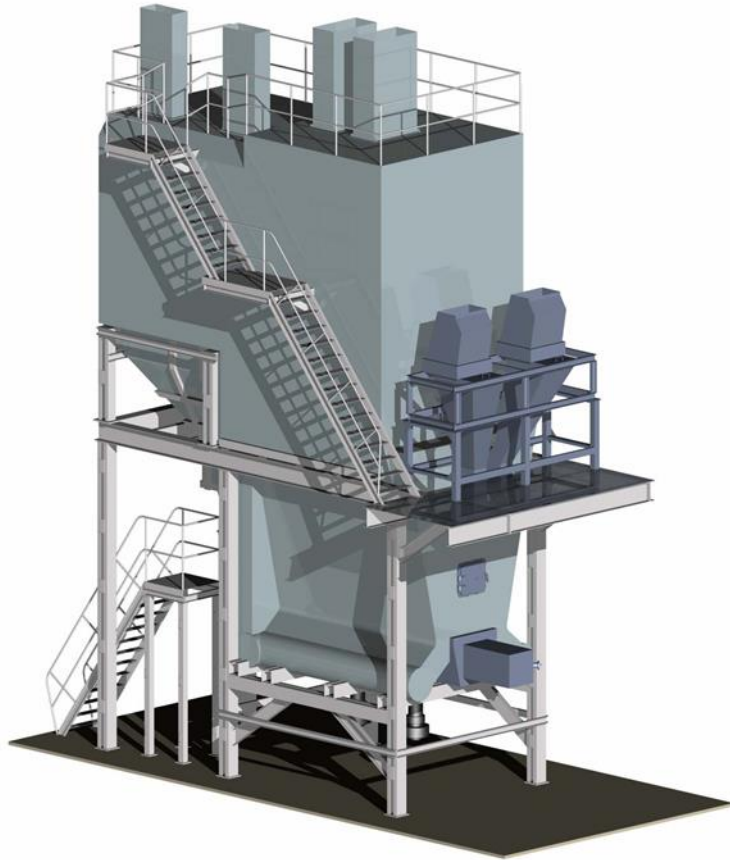
**Электроснабжение** – подключение новых котельных будет происходить от точки подключения существующих котельных

\*при сохранении мест размещения котельных будет использованы инженерные сети существующих объектов



## Предлагаемые технические решения

В российской практике все более широкое применение при сжигании низкосортных видов топлива, смесей углей, торфа, смесей угля и торфа, дерева, биотоплива различных модификаций, находит сжигание в форсированном кипящем слое (ФКС)



*Котлоагрегат серии КВ(м) ПО «Бийскэнергомаш»*

### Основные преимущества технологии ФКС:

- сжигание практически любых топлив и горючих отходов при относительно низкой температуре (800-1000°С) без спекания слоя
- низкий механический недожог (менее 1,5-2,5%)
- хорошие показатели топок ФКС, по сравнению с механизированными слоевыми топками, по стоимости, сроку службы, надёжности и ремонтпригодности
- высокие экологические показатели по выбросам оксидов серы и азота
- технологии ФКС легко применимы для большинства конструкций котлов, выпускаемых Бийским, Дорогобужским, Белгородским и другими котельными заводами
- для котлов с топками ФКС предусматривается автоматизация управления режимами горения

# Опыт внедрения котлов с топками ФКС

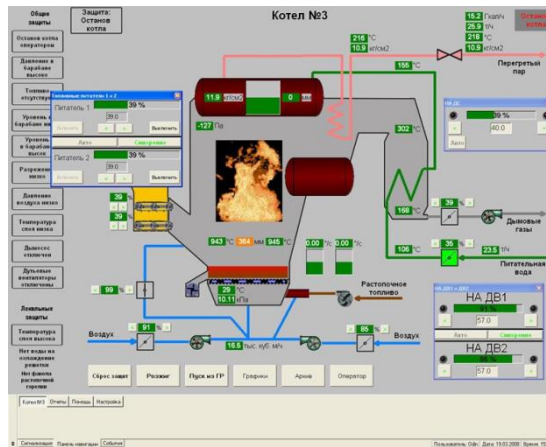
Широкое применение технологии и оборудования (за 1998-2012 гг. ПО «Бийскэнергомаш» были введены котлы с топками ФКС на более, чем 50 котельных)



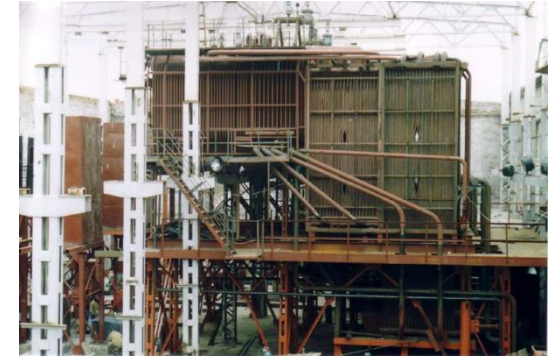
ОАО "Амурагроцентр" было осуществлено строительство котельной с тремя котлами КЕ-10-14-225



Реконструкция Читинской ТЭЦ-2 с переводом слоевых котлов на сжигание Хараноского угля в кипящем слое



Вид панели контроля и управления котла КЕ-25-1,4-225 ПС



Строительство котельной с тремя паровыми котлами КЕ-25-14-225 для сжигания бурого угля Итатского месторождения



Котельная в пгт. Атамановка, Читинской области, мощностью 21 МВт на базе котлов КВ-Ф-7,56-115ПС



# Технические характеристики котлоагрегатов серии КВ(м) ПО «Бийскэнергомаш»

№	Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	Давление рабочее, кгс/см²	Температурный график, гр.Ц	Топливо	Топка	Наименование ГОСТ	Наименование НИЦ	Вентилятор* схема (тип)	Дымосос* (тип)	экономайзер (воздухолодореагент*)	Золуловитель* (тип)								
1	2 (1,72)	6,0-2,4	70-95	КБ	ФКС	КВ-Ф-2-95	КВ(М)-2-95 ФКС	1ВПД (ВПЗ)	ДН	-	ЗУ								
2						ФС	КВ-Р-2-95	КВ(М)-2-95 ФС				1ВПД (ВР)							
3					ДТ	ФКС	КВ-Ф-2-95	КВ(М)-2-95 ФКС	1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)									
4					О	ФКСв	КВ-Ф-2-95	КВ(М)-2-95 ФКСв	1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)									
5	6,0-2,4	70-115	КБ	ФКС	ФС	КВ-Ф-2-115	КВ(М)-2-115 ФКС	1ВПД (ВПЗ)	-	-	-								
6						КВ-2-115	КВ(М)-2-115 ФС	1ВПД (ВР)											
7						ФКС	КВ-Ф-2-115	КВ(М)-2-115 ФКС				1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)						
8						ФКСв	КВ-Ф-2-115	КВ(М)-2-115 ФКСв				1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)						
9	2,5 (2,15)	6,0-2,4	70-95	КБ	ФКС	КВ-Ф-2,5-95	КВ(М)-2,5-95 ФКС	1ВПД (ВР)	ДН	-	ЗУ								
10						ФС	КВ-2,5-95	КВ(М)-2,5-95 ФС				1ВПД (ВР)							
11					ДТ	ФКС	КВ-Ф-2,5-95	КВ(М)-2,5-95 ФКС	1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)									
12					О	ФКСв	КВ-Ф-2,5-95	КВ(М)-2,5-95 ФКСв	1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)									
13	6,0-2,4	70-115	КБ	ФКС	ФС	КВ-Ф-2,5-115	КВ(М)-2,5-115 ФКС	1ВПД (ВПЗ)	-	-	-								
14						ФС	КВ-2,5-115	КВ(М)-2,5-115 ФС				1ВПД (ВР)							
15						ФКС	КВ-Ф-2,5-115	КВ(М)-2,5-115 ФКС				1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)						
16						ФКСв	КВ-Ф-2,5-115	КВ(М)-2,5-115 ФКСв				1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)						
17						3,15 (2,71)	6,0-2,4	70-95				КБ	ФКС	КВ-Ф-3,15-95	КВ(М)-3,15-95 ФКС	1ВПД (ВР)	ДН	-	23У
18														ФС	КВ-3,15-95	КВ(М)-3,15-95 ФС			
19					ДТ	ФКС	КВ-Ф-3,15-95	КВ(М)-3,15-95 ФКС	1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)									
20					О	ФКСв	КВ-Ф-3,15-95	КВ(М)-3,15-95 ФКСв	1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)									
21	6,0-2,4	70-115	КБ	ФКС	ФС	КВ-Ф-3,15-115	КВ(М)-3,15-115 ФКС	1ВПД (ВПЗ)	-	-	-								
22						ФС	КВ-3,15-115	КВ(М)-3,15-115 ФС				1ВПД (ВР)							
23						ФКС	КВ-Ф-3,15-115	КВ(М)-3,15-115 ФКС				1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)						
24						ФКСв	КВ-Ф-3,15-115	КВ(М)-3,15-115 ФКСв				1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)						
25	3,6 (3,1)	6,0-2,4	70-95	КБ	ФКС	КВ-Ф-3,6-95	КВ(М)-3,6-95 ФКС	1ВПД (ВПЗ)	ДН	-	23У								
26						ФС	КВ-3,6-95	КВ(М)-3,6-95 ФС				1ВПД (ВР)							
27					ДТ	ФКС	КВ-Ф-3,6-95	КВ(М)-3,6-95 ФКС	1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)									
28					О	ФКСв	КВ-Ф-3,6-95	КВ(М)-3,6-95 ФКСв	1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)									
29	6,0-2,4	70-115	КБ	ФКС	ФС	КВ-Ф-3,6-115	КВ(М)-3,6-115 ФКС	1ВПД (ВПЗ)	-	-	-								
30						ФС	КВ-3,6-115	КВ(М)-3,6-115 ФС				1ВПД (ВР)							
31						ФКС	КВ-Ф-3,6-115	КВ(М)-3,6-115 ФКС				1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)						
32						ФКСв	КВ-Ф-3,6-115	КВ(М)-3,6-115 ФКСв				1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)						
33	4,65 (4,0)	17,3-4,3	70-115	КБ	ФКС	КВ-Ф-4,65-115	КВ(М)-4,65-115 ФКС	1ВПД (ВПЗ)	ДН	-	БЦ								
34						ФС	КВ-Р-4,65-115	КВ(М)-4,65-115 ФС				1ВПД (ВДН)							
35						ФКС	КВ-Ф-4,65-115	КВ(М)-4,65-115 ФКС				1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)						
36						ФКСв	КВ-Ф-4,65-115	КВ(М)-4,65-115 ФКСв				1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)						

№	Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	Давление рабочее, кгс/см²	Температурный график, гр.Ц	Топливо	Топка	Наименование ГОСТ	Наименование НИЦ	Вентилятор* схема (тип)	Дымосос* (тип)	экономайзер (воздухолодореагент*)	Золуловитель* (тип)											
37	7,56 (6,5)	17,3-10,2	70-150	КБ	ФКС	КВ-Ф-4,65-150	КВ(М)-4,65-150 ФКС	1ВПД (ВПЗ)	ДН	-	БЦ											
38						ФС	КВ-Р-4,65-150	КВ(М)-4,65-150 ФС				1ВПД (ВДН)										
39						ДТ	ФКС	КВ-Ф-4,65-150				КВ(М)-4,65-150 ФКС	1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)								
40						О	ФКСв	КВ-Ф-4,65-150				КВ(М)-4,65-150 ФКСв	1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)								
41						17,3-10,2	70-150	КБ				ФКС	КВ-Ф-7,56-115	КВ(М)-7,56-115 ФКС	1ВПД (ВПЗ)	-	-	-				
42													ФС	КВ-Ф-7,56-115	КВ(М)-7,56-115 ФС				1ВПД (ВДН)			
43													ДТ	ФКС	КВ-Ф-7,56-115				КВ(М)-7,56-115 ФКС	1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)	
44													О	ФКСв	КВ-Ф-7,56-115				КВ(М)-7,56-115 ФКСв	1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)	
45	17,3-10,2	70-150	КБ	ФКС	КВ-Ф-7,56-150	КВ(М)-7,56-150 ФКС	1ВПД (ВПЗ)	-	-	-												
46					ФС	КВ-Р-7,56-150	КВ(М)-7,56-150 ФС				1ВПД (ВДН)											
47					ДТ	ФКС	КВ-Ф-7,56-150				КВ(М)-7,56-150 ФКС	1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)									
48					О	ФКСв	КВ-Ф-7,56-150				КВ(М)-7,56-150 ФКСв	1ВПД (ВПЗ)	(ТВП)									
49	11,63 (10)	17,3-4,3	70-115	КБ	ФКС	КВ-Ф-11,63-115	КВ(М)-11,63-115 ФКС	1ВПД (ВДН)	ДН	-	БЦ											
50						ФС	КВ-Р-11,63-115	КВ(М)-11,63-115 ФС				1ВПД (ВДН)										
51						ДТ	ФКС	КВ-Ф-11,63-115				КВ(М)-11,63-115 ФКС	1ВПД (ВДН)	(ТВП)								
52						О	ФКСв	КВ-Ф-11,63-115				КВ(М)-11,63-115 ФКСв	1ВПД (ВДН)	(ТВП)								
53						17,3-10,2	70-150	КБ				ФКС	КВ-Ф-11,63-150	КВ(М)-11,63-150 ФКС	1ВПД (ВДН)	-	-	-				
54													ФС	КВ-Р-11,63-150	КВ(М)-11,63-150 ФС				1ВПД (ВДН)			
55					ДТ	ФКС	КВ-Ф-11,63-150	КВ(М)-11,63-150 ФКС	1ВПД (ВДН)	(ТВП)												
56					О	ФКСв	КВ-Ф-11,63-150	КВ(М)-11,63-150 ФКСв	1ВПД (ВДН)	(ТВП)												
57	23,26 (20)	17,3-4,3	70-115	КБ	ФКС	КВ-Ф-23,26-115	КВ(М)-23,26-115 ФКС	1ВПД (ВДН)	ДН	-	БЦ											
58						ФС	КВ-Р-23,26-115	КВ(М)-23,26-115 ФС				1ВПД (ВДН)										
59						ДТ	ФКС	КВ-Ф-23,26-115				КВ(М)-23,26-115 ФКС	1ВПД (ВДН)	(ТВП)								
60						О	ФКСв	КВ-Ф-23,26-115				КВ(М)-23,26-115 ФКСв	1ВПД (ВДН)	(ТВП)								
61	17,3-10,2	70-150	КБ	ФКС	КВ-Ф-23,26-150	КВ(М)-23,26-150 ФКС	1ВПД (ВДН)	-	-	-												
62					ФС	КВ-Р-23,26-150	КВ(М)-23,26-150 ФС				1ВПД (ВДН)											
63					ДТ	ФКС	КВ-Ф-23,26-150				КВ(М)-23,26-150 ФКС	1ВПД (ВДН)	(ТВП)									
64					О	ФКСв	КВ-Ф-23,26-150				КВ(М)-23,26-150 ФКСв	1ВПД (ВДН)	(ТВП)									
65	35,0 (30)	17,3-4,3	70-115	КБ	ФКС	КВ-Ф-35-115	КВ(М)-35-115 ФКС	1ВПД (ВДН)	ДН	-	БЦ											
66						ФС	КВ-Р-35-115	КВ(М)-35-115 ФС				1ВПД (ВДН)										
67						ДТ	ФКС	КВ-Ф-35-115				КВ(М)-35-115 ФКС	1ВПД (ВДН)	(ТВП)								
68						О	ФКСв	КВ-Ф-35-115				КВ(М)-35-115 ФКСв	1ВПД (ВДН)	(ТВП)								
69	17,3-10,2	70-150	КБ	ФКС	КВ-Ф-35-150	КВ(М)-35-150 ФКС	1ВПД (ВДН)	-	-	-												
70					ФС	КВ-Р-35-150	КВ(М)-35-150 ФС				1ВПД (ВДН)											

№	Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	Давление рабочее, кгс/см²	Температурный график, гр.Ц	Топливо	Топка	Наименование ГОСТ	Наименование НИЦ	Вентилятор* схема (тип)	Дымосос* (тип)	экономайзер (воздухолодореагент*)	Золуловитель* (тип)				
71	58,2 (50)	17,3-4,3	70-115	КБ	ФКС	КВ-Ф-58-150	КВ(М)-35-150 ФКС	1ВПД (ВДН)	ДН	-	БЦ				
72						О	ФКСв	КВ-Ф-58-150				КВ(М)-35-150 ФКСв	1ВПД (ВДН)	(ТВП)	
73						ФКС	КВ-Ф-58-2-115	КВ(М)-58-2-115 ФКС				1ВПД (ВДН)	(ТВП)		
74					ФС	КВ-Р-58-2-115	КВ(М)-58-2-115 ФС	1ВПД (ВДН)							
75					ДТ	ФКС	КВ-Ф-58-2-115	КВ(М)-58-2-115 ФКС	1ВПД (ВДН)	(ТВП)					
76					О	ФКСв	КВ-Ф-58-2-115	КВ(М)-58-2-115 ФКСв	1ВПД (ВДН)	(ТВП)					
77	17,3-10,2	70-150	КБ	ФКС	КВ-Ф-58-2-150	КВ(М)-58-2-150 ФКС	1ВПД (ВДН)	ДН	-	-	БЦ				
78					ФС	КВ-Р-58-2-150	КВ(М)-58-2-150 ФС					1ВПД (ВДН)			
79					ДТ	ФКС	КВ-Ф-58-2-150					КВ(М)-58-2-150 ФКС	1ВПД (ВДН)	(ТВП)	
80					О	ФКСв	КВ-Ф-58-2-150					КВ(М)-58-2-150 ФКСв	1ВПД (ВДН)	(ТВП)	

\* Типоразмер вентиляторов и дымососов уточняется в зависимости от характеристик топлива.  
 \*\* - в качестве золоулавливающих устройств применяются батарейные циклоны, срубберы, рукавные фильтры.  
 Комплектация оборудования уточняется после заполнения заказчиком опросного листа на подготовку технического предложения

## Потенциальные поставщики оборудования

На сегодняшний день уже получены подтверждения о готовности поставки основного котельного оборудования на проекты КИП от производителей

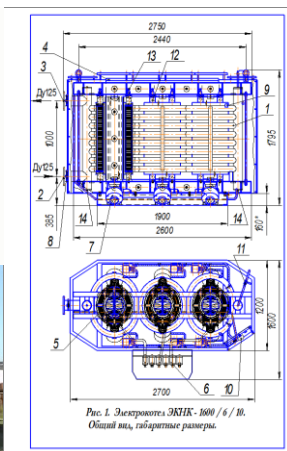
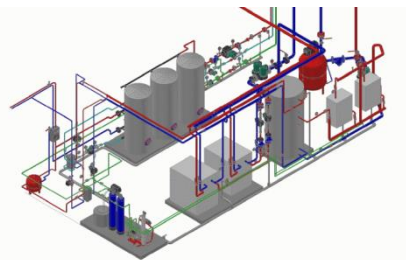
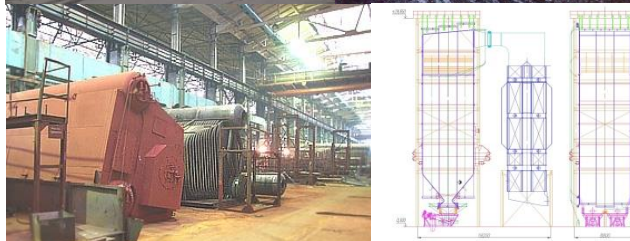


Рис. 1. Электрокотел ЭМК-1600 / 6 / 10.  
Общий вид, габаритные размеры.

### Угольные котельные:

- ООО «БАЛТКОТЛОМАШ» (г. Санкт-Петербург)
- ООО «Сибэнергомаш-БКЗ» (г. Барнаул, Р. Алтай)
- ЗАО «ТЭП-Холдинг» (г. Екатеринбург)
- ОАО «Бийский котельный завод» (г. Бийск, Алтайский край)
- ОАО «НПО ЦКТИ» (г. Санкт-Петербург)
- ОАО ТКЗ «Красный котельщик» (г. Таганрог, Ростовская обл.)
- ООО «Термооптима» (г. Новосибирск)

### Электрические котельные:

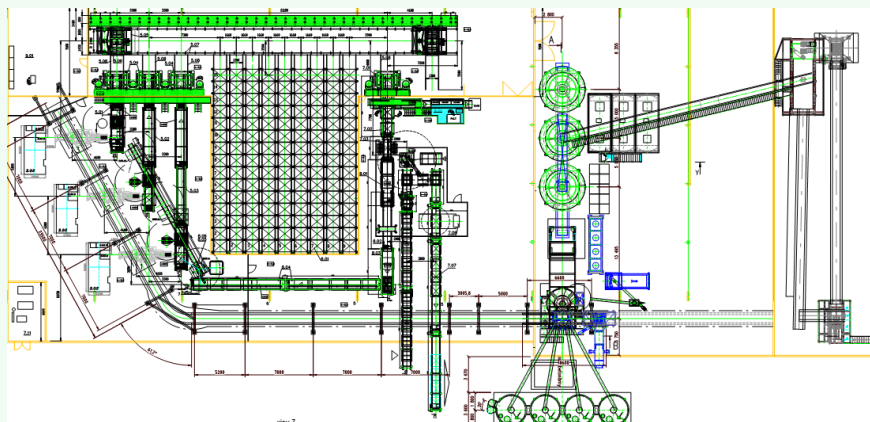
- ОАО «ЗСТМИ-2» (г. Братск, Иркутская обл.)
- ООО «Промышленная компания» (г. Бийск, Алтайский край)
- ЗАО «Завод Сибирского Технологического Машиностроения» (г. Новосибирск)

# Переработка и утилизация золошлаков

В рамках реализации комплексного инвестиционного проекта (далее КИП) количество угольных котельных составит 54 объекта с годовым объемом потребления угля около 1 485 тыс. т и образованием золошлаков – 230 тыс. т.

## Направления 1 – переработка

- Песок зольный - 115 тыс. м<sup>3</sup>
- Щебень зольный - 66 тыс. м<sup>3</sup>
- Сухие строительные смеси - 141 тыс. т
- Товарный бетон 64 тыс. м<sup>3</sup>
- Прессованный бетон - 67 млн. усл. кирпича



Завод по переработке золы

## Направления 2 – организация ЗШО

- Необходимая площадь хранения ЗШ по области - 117 Га на 25 лет
- Стоимость организации ЗШО – 46 млн. руб. в год\*
- ЗШО планируется организовывать вне населенных пунктов (СЗЗ составляет 300 м в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 )
- Вывоз золошлаков на существующие полигоны ТБО, обратная засыпка карьеров ПГС и ГОКов



\*стоимость определена в соответствии с инвестиционным планом ПАО «Интер РАО» по увеличению золоотвалов

## Воздействие на окружающую среду

Для оценки воздействия на окружающую среду выполнена оценка изменения объемов валовых (годовых) выбросов загрязняющих веществ при текущей ситуации и при реализации предлагаемых в рамках КИП мероприятий

Расчет валовых выбросов от существующих источников выполнен на основе предоставленных исходных данных и объектов аналогов в случаях отсутствия необходимых данных. Расчет выполнен на условном примере г. Североморск. Объединение существующих зон действия котельных ТЦ-33 и ТЦ-345 со строительством новой угольной котельной (ТЦ-345Н) УТМ 110 Гкал/ч. Объединение существующих зон действия котельных ТЦ-46 и «Восточная» со строительством новой угольной котельной (ТЦ-46Н) УТМ 120 Гкал/ч.

Для предлагаемых котельных данные приняты на основе сведений поставщиков оборудования с учетом использования современных наиболее эффективных технологий очистки уходящих дымовых газов (рукавные фильтры или электрофильтры).

Выбрасываемое вещество		Действующие (Д) котельные, т/год				Новые (Н) котельные, т/год			Дельта (Н-С)	
код	наименование	ТЦ-33	ТЦ-345	ТЦ-46	Восточная	Всего Д	ТЦ-46Н	ТЦ-345		Всего Н
301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	18,6	126,0	203,4	8,9	357,0	87,9	74,7	162,6	-194,4
304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	3,0	20,5	33,1	1,4	58,0	14,6	12,4	27,1	-30,9
328	Углерод (Сажа)	4,9	29,3	44,2	81,5	159,9	62,7	53,2	115,9	-44,0
330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	158,2	950,0	1812,9	29,2	2950,2	48,9	41,5	90,4	-2859,8
337	Углерод оксид	20,7	124,5	187,7	83,9	416,8	63,5	53,9	117,4	-299,4
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций	0,4	2,6	4,7	0,0	7,7	0,0	0,0	0,0	-7,7
2908	Зола углей (с содержанием SiO <sub>2</sub> свыше 20 до 70%)	0,0	0,0	0,0	102,7	102,7	11,7	9,9	21,6	-81,2
Всего по рассматриваемым веществам		205,9	1253,0	2285,9	307,6	4052,3	289,3	245,7	535,0	-3517,3

### Результаты расчетов

- Суммарные валовые выбросы по 7-ми веществам при текущей ситуации (4 котельные) – 4,05 тыс. т/год, в случае реализации проекта (2 котельные) – 0,54 тыс. т/год.
- Наибольший эффект достигается за счет снижения выбросов серы (диоксида серы): величина годовых выбросов прогнозируемо сокращается почти в 33 раза, общий объем выбросов по рассматриваемым веществам сокращается почти в 8 раз.

# Результаты расчетов рассеивания

Расчет рассеивания примесей в атмосфере проведен с использованием специализированного программного продукта - УПРЗА «Эколог» - сертифицированного ГГО имени А.И. Воейкова.

Расчет проведен для восьми основных загрязняющих веществ, выбрасываемых энергоисточниками (оксид и диоксид азота, сажа, диоксид серы, оксид углерода, мазутная зола, зола углей).

Расчет также выполнен в двух рассматриваемых вариантах. В качестве примера на рисунках ниже приведены результаты расчета рассеивания диоксидов азота и серы (для двух вариантов).

Существующие котельные (4)



Уменьшение насыщенности цвета соответствует снижению концентрации выбрасываемого вещества

Предложение (2 котельные)

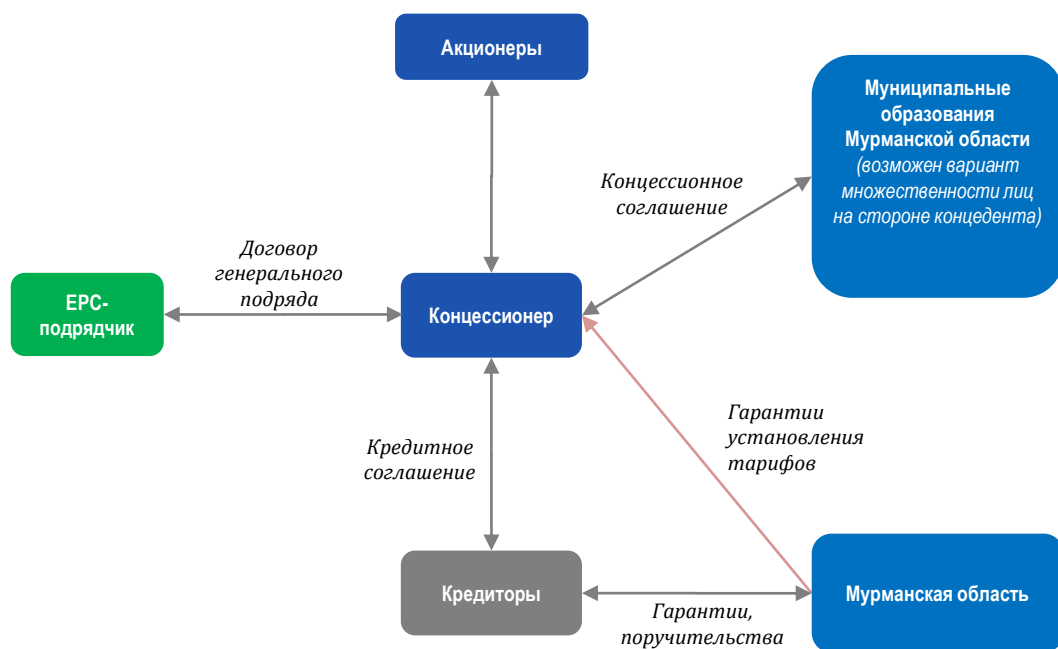


## Результаты расчетов (при отсутствии данных о фоновом загрязнении)

- При работе существующих котельных не отмечается превышения ПДК вредных выбросов в атмосферу (при расчете без учета фонового загрязнения). По отдельным веществам концентрация не превышает 0,3-0,4 ПДК.
- Реализация предлагаемого варианта развития СЦТ позволит обеспечить снижение концентраций вредных веществ в атмосфере.



# Предполагаемая организационно-правовая модель реализации - концессия



## Основные (базовые) условия

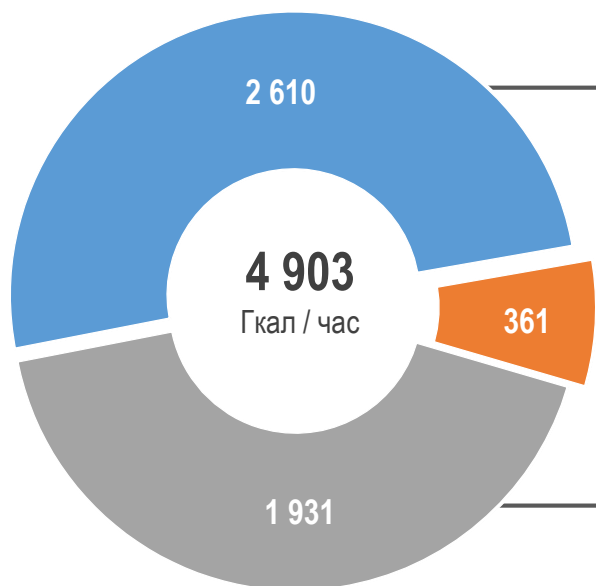
- **Объект концессии:** создаваемые источники теплоснабжения – угольные котельные
- **Концедент** – муниципальные образования Мурманской области, на территории которых создаются объекты теплоснабжения
- **Обязанности Концедента:** предоставить Концессионеру земельные участки, необходимые для создания источников теплоснабжения, а также права владения и пользования источниками теплоснабжения для осуществления деятельности по теплоснабжению на срок, определенный концессионным соглашением. Право собственности на объект будет принадлежать Концеденту в течение всего срока реализации проекта
- **Концессионер** – проектная компания, заключившая по итогам проведения Конкурса Концессионное соглашение с Концедентом по советующим объектам
- **Обязанности Концессионера:** профинансировать за счет собственных и заемных средств, и создать новые источники теплоснабжения, по окончании работ эксплуатировать источники теплоснабжения с обеспечением заданных технико-эксплуатационных параметров.

## Множественная концессия

- Множественность лиц на стороне концедента: при заключении концессионного соглашения планируются создание объекта концессии, части которого находятся или будут находиться в собственности различных публично-правовых образований (муниципалитетов)
- Требуется заключение соглашения о совместном проведении конкурса между публично-правовыми образованиями
- Отдельные КС заключаются с каждым муниципальным образованием (или необходимы правки в ФЗ-115)

# КИП: предложения по модернизации системы теплоснабжения Мурманской области

СТРУКТУРА ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРЕДЛОЖЕНИЙ В РАМКАХ КИП (В СТРУКТУРЕ УСТАНОВЛЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ, ГКАЛ/Ч)



## Строительство новых объектов

*объекты, замещаемые объектами нового строительства*

**48 объектов**

**вместо 61 существующих**

- **44 объектов в муниципальной собственности:** закрытие существующих объектов при вводе в эксплуатацию новых объектов в сроки, утвержденные актуализованными СТС
- **7 объектов в частной собственности:** прекращение отпуска т/э на внешних потребителей при вводе в эксплуатацию новых объектов в сроки, утвержденные актуализованными СТС, выработка на собственные нужды сохраняется
- **11 объектов Минобороны и РЭУ:** закрытие существующих объектов при вводе в эксплуатацию новых объектов в сроки, утвержденные актуализованными СТС

## Реконструкция существующих объектов

*объекты, подлежащие реконструкции*

**45 объекта**

**вместо 46 существующих\***

- **22 объект в муниципальной собственности:** реализация проекта либо по механизму заключения концессионного соглашения (уголь, **6 объектов**), либо на балансе существующих МУП (электроэнергия, **16 объектов**)
- **16 объектов в частной собственности:** реализация на балансе существующих предприятий через инвестиционную программу, утверждаемую КТР Мурманской области
- **8 объектов Минобороны и РЭУ:** реализация на балансе существующих предприятий через инвестиционную программу, утверждаемую КТР Мурманской области

## Объекты «без изменений»

*объекты, не затрагиваемые КИП*

**23 объектов**

- **9 объектов в муниципальной собственности**
- **5 объектов в частной собственности**
- **9 объектов Минобороны и РЭУ**

Крупнейшие по объему выпадающих доходов: Мурманская ТЭЦ (321 млн руб.), мазутные котельные в ЗАТО Североморск (99,5 млн руб.), ТЭЦ Ковдорский ГОК (11,5 млн руб.)

\* В результате реконструкции электрокотельной ООО «АТЭС» в г. Полярные Зори мазутная котельная будет выведена из эксплуатации



## Укрупненный график реализации КИП

Запуск процедур проектирования, актуализации схем теплоснабжения и начала подготовки к концессионному конкурсу в 2015 году позволяет завершить все подготовительные работы в течение следующего года, в конце 2016 г. выйти на строительство и обеспечить ввод объектов в эксплуатацию в конце 2017 года

№	Наименование	2015 г.	2016 г.	2017 г.
1.	Предварительная проработка проекта с потенциальными инвесторами	■		
2.	Согласование состава проекта с органами исполнительной власти Мурманской области	■		
3.	Актуализация схем теплоснабжения (СТС) и подготовка инвестиционных программ	■	■	
4.	Формирование земельных участков под объекты (при необходимости)		■	
5.	Разработка проектно-сметной документации (ПСД)		■	
6.	Подготовка конкурса на право заключения концессионного соглашения		■	
7.	Проведение концессионного конкурса		■	
8.	Строительство			■

## Потенциальные инвесторы проекта

В настоящее время проводятся предварительные переговоры с потенциальными участниками КИП, которыми могут выступать профессиональные участники рынка теплоснабжения, финансово-промышленные группы, ведущие деятельность на территории Мурманской области, финансовые инвесторы и участники рынка ГЧП



## Потенциальные инвесторы проекта: текущий статус переговоров

- **АО «СУЭК»:** заинтересованы в реализации КИП и готовы к обсуждению долгосрочных гарантий поставки топлива
- **АО «Газпромбанк»:** теплоэнергетика является одним из приоритетных направлений деятельности. Готовы рассматривать участие в КИП на принципах проектного финансирования при (1) реализации проекта по модели заключения концессионного соглашения, (2) участия в проекте сильного профильного оператора, (3) наличии гарантий Мурманской области по возврату предоставленного заемного финансирования
- **ПАО «Сбербанк»:** банк активно участвует в развитии и финансировании инфраструктурных проектов, в том числе в сфере теплоснабжения. Заинтересованы в реализации КИП и готовы участвовать на принципах проектного финансирования
- **ЗАО «ЛИДЕР»:** проявляют заинтересованность участия в проекте по модели заключения концессионного соглашения. Готовы участвовать в формировании перечня первоочередных объектов и в дальнейшем в полном объеме финансировать реализацию проекта за исключением разработки проектной документации
- **ОАО «ФОРТУМ»:** как один из лидеров теплоэнергетики России (годовой объем реализации тепловой энергии - 22 млн. Гкал, УТМ – 12,8 ГВт) проявляет заинтересованность в реализации КИП за счет собственных средств компании
- **ОАО «ТГК-1»:** в настоящее время рассматривают параметры своего участия в КИП с учетом определения перечня первоочередных проектов
- **АО «Энерго-Строительная корпорация «СОЮЗ»:** проявляют заинтересованность при наличии финансового партнера

---

**Спасибо за внимание**