

УТВЕРЖДЕНЫ
распоряжением
Губернатора
Хабаровского края
от 19 апреля 2018 г. № 179-р

СХЕМА И ПРОГРАММА
развития электроэнергетики Хабаровского края
на 2018 – 2022 годы

Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на 2018 – 2022 годы разработана на основании:

- Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Постановления Правительства РФ от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

Схема и программа развития электроэнергетики (далее СиПРЭ) Хабаровского края на 2018 – 2022 годы выполнена в соответствии:

- генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2035 года;
- Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на период 2017–2023 годы (далее – СиПР ЕЭС России 2017-2023);
- прогнозом потребления электроэнергии и мощности на пятилетний период по территории Хабаровского края, разрабатываемого АО «СО ЕЭС» и соответствующего СиПР ЕЭС России 2017-2023;
- сведениями о заключенных договорах на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;
- предложениями системного оператора по развитию распределительной сети.

1. Общая характеристика Хабаровского края

1.1 Население

Население края на 1 января 2017 года составило 1 333,3 тыс. человек, из них 1 094,1 тыс. человек (82,1 %) городского и 239,2 тыс. человек (17,9 %) сельского.

Динамика численности населения Хабаровского края с 2012 по 2017 год (по состоянию на начало соответствующего года) представлена в таблице 1 и на рисунке .

Таблица 1 – Динамика численности населения Хабаровского края

Наименование	Численность, тыс.человек/прирост, тыс.человек/прирост, %						
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	За 5 лет
Городское население	1093,6	1093,6	1094,1	1095,2	1093,9	1094,1	-
	-5,091	-0,05	0,5	1,122	-1,244	0,155	0,5
	-0,46	0,00	0,05	0,10	-0,11	0,01	0,04
Сельское население	248,9	248,5	245,8	243,1	240,6	239,2	-
	4,679	-0,342	-2,671	-2,729	-2,509	-1,407	-9,7
	1,92	-0,14	-1,07	-1,11	-1,03	-0,58	-3,88
Всего:	1342,5	1342,1	1339,9	1338,3	1334,6	1333,3	-
	-0,412	-0,392	-2,171	-1,607	-3,753	-1,252	-9,2
	-0,03	-0,03	-0,16	-0,12	-0,28	-0,09	-0,68

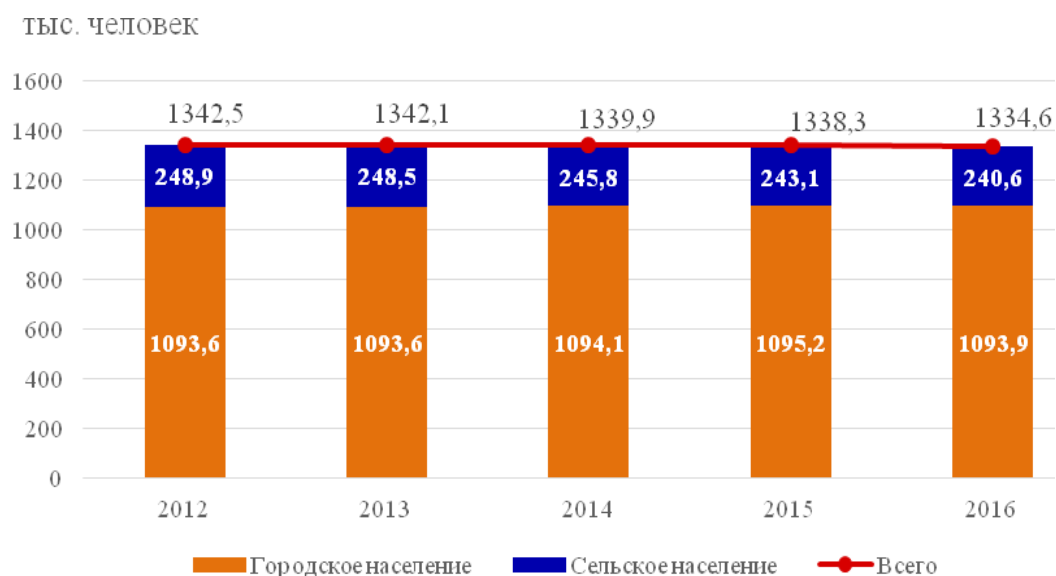


Рисунок 1 - Динамика численности населения Хабаровского края

Численность населения Хабаровского края с 2012 года сократилась на 9,2 тыс. человек (0,68 %) и на 1 января 2017 года составила 1 333,3 тыс. человек, в том числе 1 094,1 тыс. (82,1 %) – городские жители и 239,2 тыс. (17,9 %) – сельские.

Уменьшение численности населения края в 2012–2017 годах происходило главным образом за счет миграции населения. При этом естественный прирост за рассматриваемый период был положительным во всех годах.

1.2 Административное деление

Хабаровский край включает в себя 2 городских округа (город Хабаровск и город Комсомольск-на-Амуре) и 17 муниципальных районов, на территории которых находятся 23 городских поселения и 190 сельских поселений. Перечень городских округов и муниципальных районов Хабаровского края, с указанием численности населения по состоянию на 1 января 2017 года, представлен в таблице 2.

Таблица 1 – Городские округа и муниципальные районы Хабаровского края

№ п/п	Название	Население, человек	Административный центр
Городские округа			
1	Хабаровск	616242	-
2	Комсомольск-на-Амуре	249810	-
Муниципальные районы			
1	Амурский	60429	Амурск
2	Аяно-Майский	1974	Аян
3	Бикинский	22331	Бикин
4	Ванинский	33917	Ванино
5	Верхнебуреинский	25082	Чегдомын
6	Вяземский	21090	Вяземский
7	Комсомольский	27745	Комсомольск-на-Амуре
8	имени Лазо	41432	Переяславка
9	Нанайский	16135	Троицкое
10	Николаевский	27506	Николаевск-на-Амуре
11	Охотский	6634	Охотск
12	имени Полины Осипенко	4561	имени Полины Осипенко
13	Советско-Гаванский	39363	Советская Гавань
14	Солнечный	30447	Солнечный
15	Тугуро-Чумиканский	1960	Чумикан
16	Ульчский	15761	Богородское
17	Хабаровский	90875	Хабаровск

Административный центр – город Хабаровск, население – на 1 января 2017 года составило 616 242 человек.

Карта административного деления Хабаровского края представлена на рисунке 1.2.



Рисунок 1 – Административное деление Хабаровского края

1.3 Транспорт

Располагаясь в центре Дальнего Востока, Хабаровский край имеет общие сухопутные и морские границы и удобные связи со всеми административно-территориальными образованиями региона, граничит с Китаем. Основной водной артерией является Амур. Через территорию края проходит Транссибирская и Байкало-Амурская железнодорожные магистрали и авиалинии, соединяющие районы России с тихоокеанскими портами и

обеспечивающие наикратчайшие маршруты из Западной Европы и Ближнего Востока в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Водный путь по реке Амур дает выход в моря Тихого океана. Навигация на Амуре в пределах края длится 160 – 180 дней в году. Общая протяженность внутренних водных судоходных путей – более 2 тыс. км.

1.4 Валовой региональный продукт

Структура валового регионального продукта Хабаровского края представлена в таблице 3 и на рисунке 1.4.

Таблица 1 – Структура валового регионального продукта Хабаровского края

Наименование	ВРП, млн рублей	ВРП, %
ВРП всего	571524,8	100
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	31263,6	5,47
Рыболовство, рыбоводство	6753,7	1,18
Добыча полезных ископаемых	30987,2	5,42
Обрабатывающие производства	70231,2	12,29
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	26212,9	4,59
Строительство	32507,8	5,69
Оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных средств, мотоциклов, бытовых изделий и предметов личного пользования	85541,4	14,97
Гостиницы и рестораны	7587,9	1,33
Транспорт и связь	112994,7	19,77
Финансовая деятельность	1713,1	0,30
Операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг	47161,2	8,25
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; обязательное социальное страхование	52833,5	9,24
Образование	25462,8	4,46
Здравоохранение и предоставление социальных услуг	31451,7	5,50
Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	8822	1,54
Деятельность домашних хозяйств	0,1	0,00

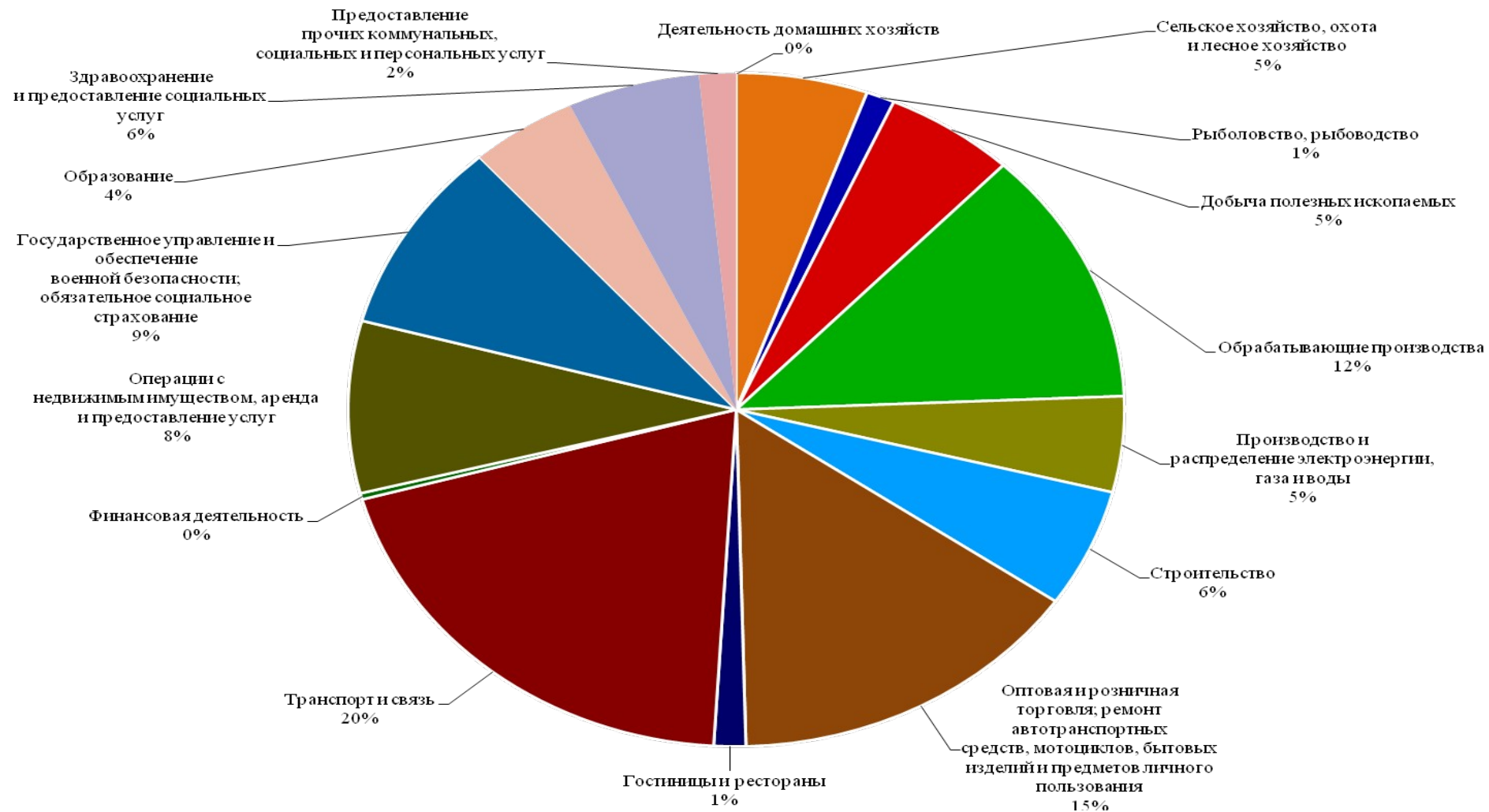


Рисунок 1 - Структура валового регионального продукта Хабаровского края

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Хабаровского края за прошедший пятилетний период.

2.1 Характеристика энергосистемы Хабаровского края и ЕАО

Энергосистема Хабаровского края и Еврейской автономной области входит в состав ОЭС Востока. В состав системы входит Объединенный энергорайон (далее – ОЭР) и изолировано работающий Николаевский энергорайон.

В состав ОЭС Востока, кроме энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, входят энергосистемы Амурской области, Приморского края и Республики Саха (Якутия) (Южно-Якутский энергорайон). В таблице 4 представлены основные показатели работы ОЭС Востока, а также энергосистемы Хабаровского края (Объединенного энергорайона) и Еврейской автономной области за 2016 год.

Таблица 1 – Основные показатели работы ОЭС Восток, а также энергосистемы Хабаровского края (Объединенного энергорайона) и Еврейской автономной области за 2016 год

Показатель	ОЭС Востока	Энергосистема Хабаровского края и ЕАО	Доля энергосистемы Хабаровского края и ЕАО, процентов
Максимум нагрузки энергосистемы, МВт	5387,9	1648	30,6
Установленная мощность электростанций, МВт	9186,5	2105,7	22,9
Потребление электроэнергии, млн кВт ч	33177,3	9785	29,5
Выработка электроэнергии, млн кВт ч	36801,4	8073,1	21,9

*-на час максимума ОЭС Востока за 2016 год

Из представленных данных следует, что на долю энергосистемы Хабаровского края приходится:

- 29,5 процентов потребления электроэнергии ОЭС Востока;
- 30 процентное участие в максимуме нагрузки ОЭС Востока;
- около 23 процентов установленной мощности электростанций ОЭС Востока;
- около 22 процентов общей выработки электроэнергии по ОЭС Востока.

Отчетная динамика потребления электроэнергии в Хабаровском крае (без учета Николаевского энергорайона) за последние пять лет приведена в таблице 5.

Таблица 2 – Динамика потребления электроэнергии в Хабаровском крае (без учета Николаевского энергорайона) за последние пять лет

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	За 5 лет
Потребление электроэнергии, млн кВт·ч	8007,9	7995,4	8210,4	8283,8	8295,8	-
Абсолютный прирост электропотребления, млн кВт·ч	-	-12,5	215	73,8	12,0	287,9
Прирост, процентов	-	-0,16	2,69	0,89	0,15	3,6

Потребление электроэнергии энергосистемой Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) за 2016 год составило 8295,8 млн кВт·ч, что на 12,0 млн кВт·ч или на 0,15 процента больше, чем в 2015 году.

Суммарно за последние 5 лет потребления электроэнергии в Хабаровском крае увеличилось на 287,9 млн кВт·ч или на 3,6 процента.

Отчетная динамика потребления электроэнергии в Николаевском энергорайоне за последние пять лет приведена в таблице 6.

Таблица 3 – Динамика потребления электроэнергии в Николаевском энергорайоне за последние пять лет

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	За 5 лет
Потребление электроэнергии, млн кВт·ч	248,5	262,8	279,6	288,6	296,9	-
Абсолютный прирост электропотребления, млн кВт·ч	-	14,3	16,8	9,0	8,3	48,4
Прирост, процентов	-	5,75	6,39	3,22	2,89	19,50

Потребление электроэнергии в Николаевском энергорайоне за 2016 год составило 296,9 млн кВт·ч, что на 8,3 млн кВт·ч или на 2,89 процента больше, чем в 2015 году.

Суммарно за последние 5 лет потребления электроэнергии в Николаевском энергорайоне увеличилось на 48,4 млн кВт·ч или на 19,5 процента.

На рисунке 2.1 в графическом виде представлена динамика потребления электроэнергии в Хабаровском крае (без учета и с учетом Николаевского энергорайона) за последние пять лет.

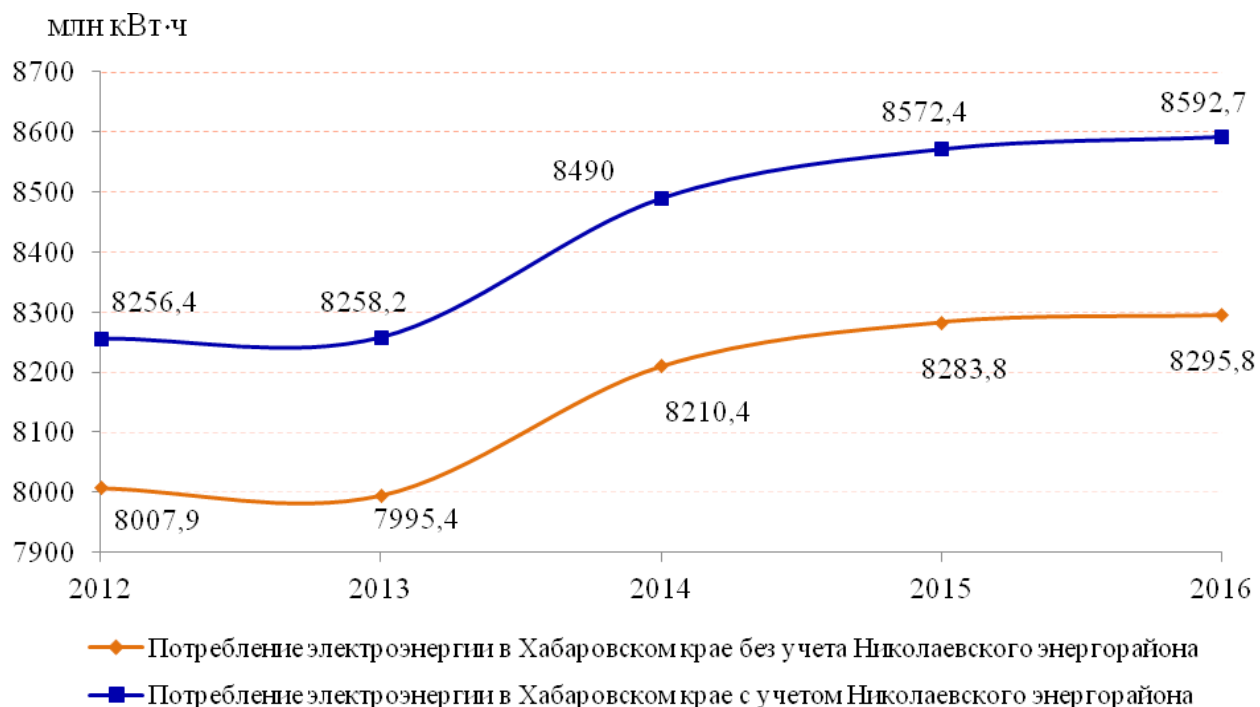


Рисунок 1 - Динамика потребления электроэнергии в Хабаровском крае за последние пять лет (без учета и с учетом Николаевского энергорайона)

2.2 Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Хабаровского края и крупных узлов нагрузки

Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) за последние пять лет приведена в таблице 7.

Таблица 1 – Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) за последние пять лет

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	За 5 лет
Собственный максимум нагрузки, МВт	1314,06	1418,36	1446,25	1394,19	1389,09	-
Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-	104,3	27,9	-52,1	-5,1	75,0
Прирост, процентов	-	7,94	1,97	-3,60	-0,37	5,71

В 2016 году собственный максимум нагрузки энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) составил 1389,09 МВт, что на 5,1 МВт или на 0,37 процента меньше, чем в 2015 году.

Суммарно за последние 5 лет собственный максимум нагрузки энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) увеличился на 75 МВт или на 5,71 процентов.

На рисунке 5 в графическом виде представлена динамика изменения максимума нагрузки в энергосистеме Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) за последние пять лет.

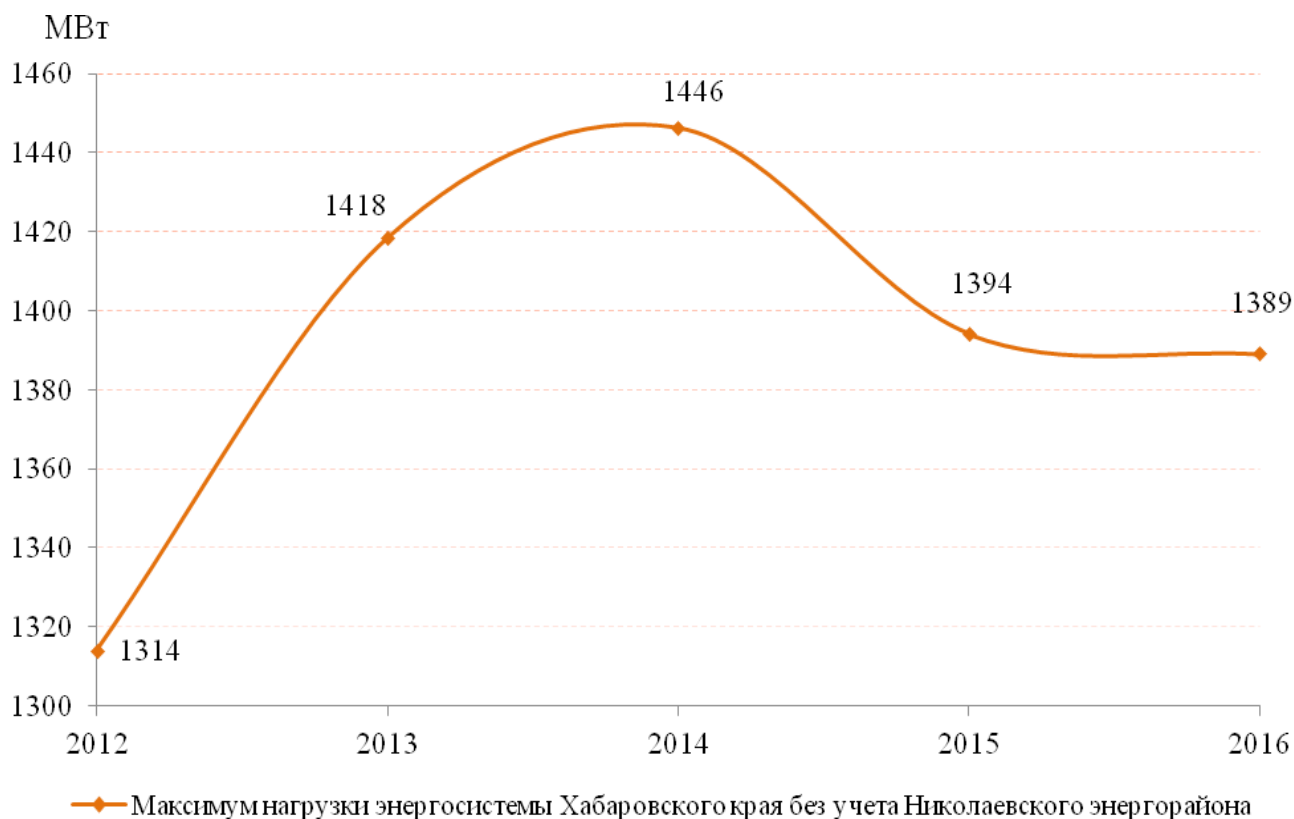


Рисунок 1 - Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) за последние пять лет

В энергосистеме Хабаровского края выделяются следующие энергорайоны:

- Правобережье;
- Комсомольский;
- Советско-Гаванский (входит в состав Комсомольского энергорайона);
- Николаевский.

Правобережье и Комсомольский (с учетом Советско-Гаванского) энергорайоны входят в Объединенный энергорайон энергосистемы Хабаровского края и функционируют в составе ОЭС Востока. Николаевский энергорайон функционирует в изолированном режиме.

Динамика изменения максимума нагрузки энергорайонов энергосистемы Хабаровского края за последние пять лет приведена в таблице 8.

Таблица 2 – Динамика изменения максимума нагрузки энергорайонов энергосистемы Хабаровского края за последние пять лет

Энергорайон	Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	За 5 лет
Объединенный энергорайон							
Правобережье	Собственный максимум нагрузки, МВт	1149,15	1175,46	1200,31	1170,86	1218,18	-
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-	26,31	24,85	-29,45	47,32	69,03
	Прирост, процентов	-	2,29	2,11	-2,45	4,04	6,01

Энергорайон	Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	За 5 лет
Объединенный энергорайон							
Комсомольский	Собственный максимум нагрузки, МВт	546,2	539,07	554,22	528,04	525,66	-
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-	-7,13	15,15	-26,18	-2,38	-20,54
	Прирост, процентов	-	-1,31	2,81	-4,72	-0,45	-3,76
Советско-Гаванский	Собственный максимум нагрузки, МВт	86,2	85,2	81	79,2	78,95	-
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-	-1	-4,2	-1,8	-0,25	-7,25
	Прирост, процентов	-	-1,16	-4,93	-2,22	-0,32	-8,41
Изолированный энергорайон							
Николаевский	Собственный максимум нагрузки, МВт	40,43	42,39	42,52	42,43	43,64	-
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-	1,96	0,13	-0,09	1,21	3,21
	Прирост, процентов	-	4,85	0,31	-0,21	2,85	7,94

На рисунке 6 в графическом виде представлена динамика изменения максимумов нагрузки энергорайона Правобережья и Комсомольского энергорайона энергосистемы Хабаровского края за последние пять лет.

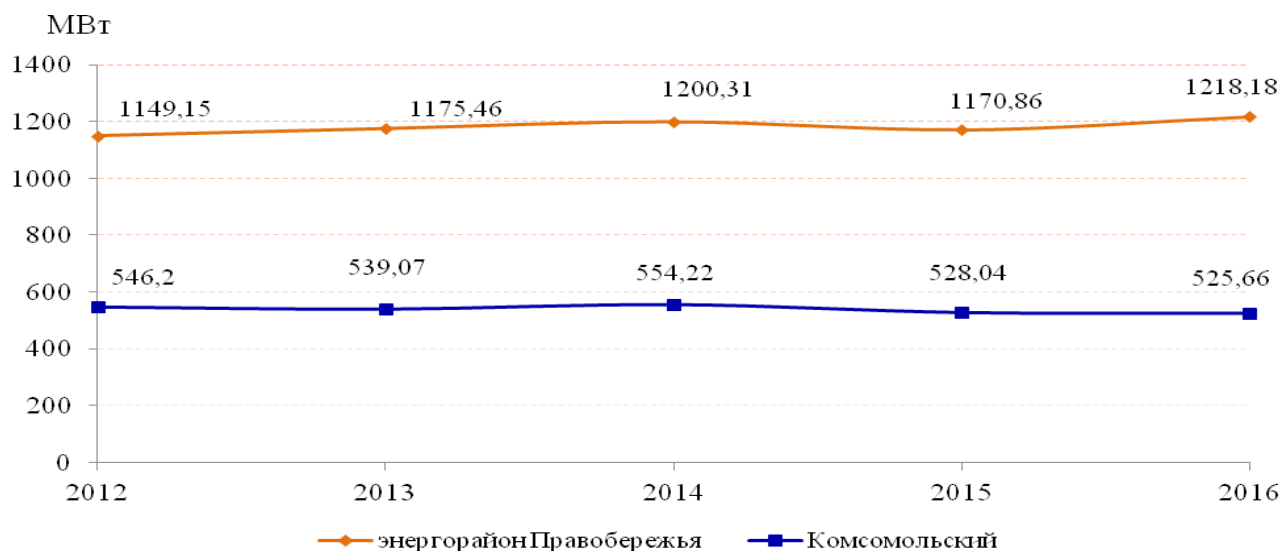


Рисунок 1 - Динамика изменения максимума нагрузок энергорайона Правобережья и Комсомольского энергорайона энергосистемы Хабаровского края за последние пять лет

На рисунке 7 в графическом виде представлена динамика изменения максимумов нагрузки Советско-Гаванского и Николаевского энергорайонов энергосистемы Хабаровского края за последние пять лет.

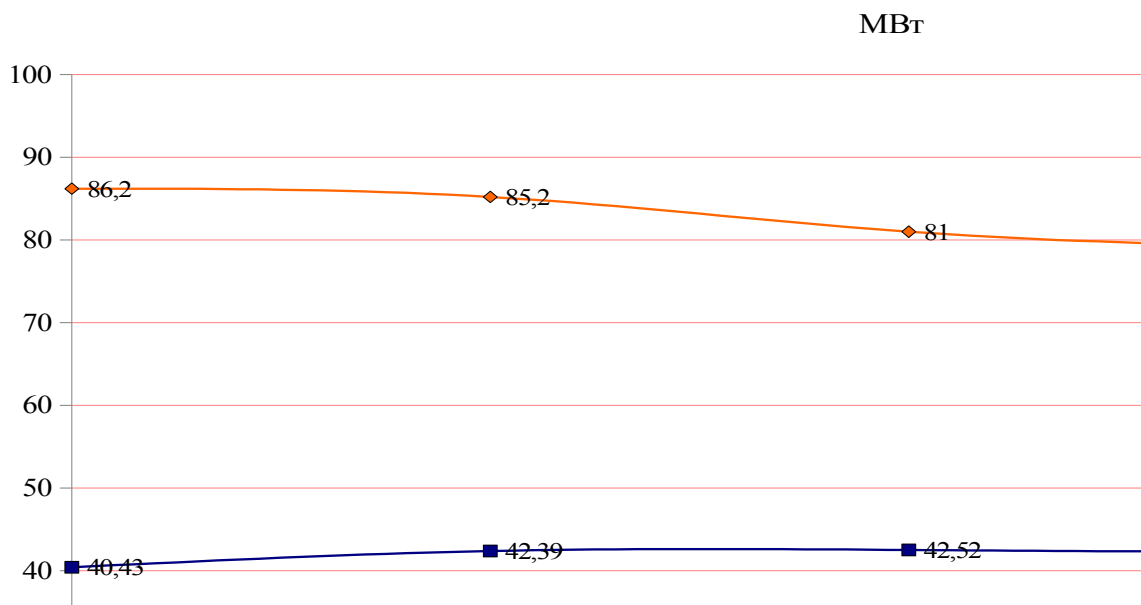


Рисунок 2 - Динамика изменения максимума нагрузок Советско-Гаванского и Николаевского энергорайонов энергосистемы Хабаровского края за последние пять лет

2.3 Структура установленной электрической мощности на территории Хабаровского края

Структура установленной электрической мощности электростанций на территории Хабаровского края представлена в таблице 9.

Таблица 1 – Структура установленной электрической мощности электростанций Хабаровского края по состоянию на 1 января 2017 года

Наименование электростанции	Установленная мощность, МВт
Хабаровская ТЭЦ-1	435
Хабаровская ТЭЦ-3	720
Комсомольская ТЭЦ-2	197,5
Комсомольская ТЭЦ-1	25
Комсомольская ТЭЦ-3	360
Амурская ТЭЦ-1	285
Майская ГРЭС	78,2
Хорская ТЭЦ	5
Итого в Объединенном энергорайоне:	2105,7
Николаевская ТЭЦ	130,6
Итого в Николаевском энергорайоне:	130,6
Итого по территории Хабаровского края:	2236,3

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Хабаровского края по состоянию на 1 января 2017 года составляет 2236,3 МВт.

Структура установленной электрической мощности электростанций Хабаровского края по состоянию на 1 января 2017 года в графическом виде представлена на рисунке 8.

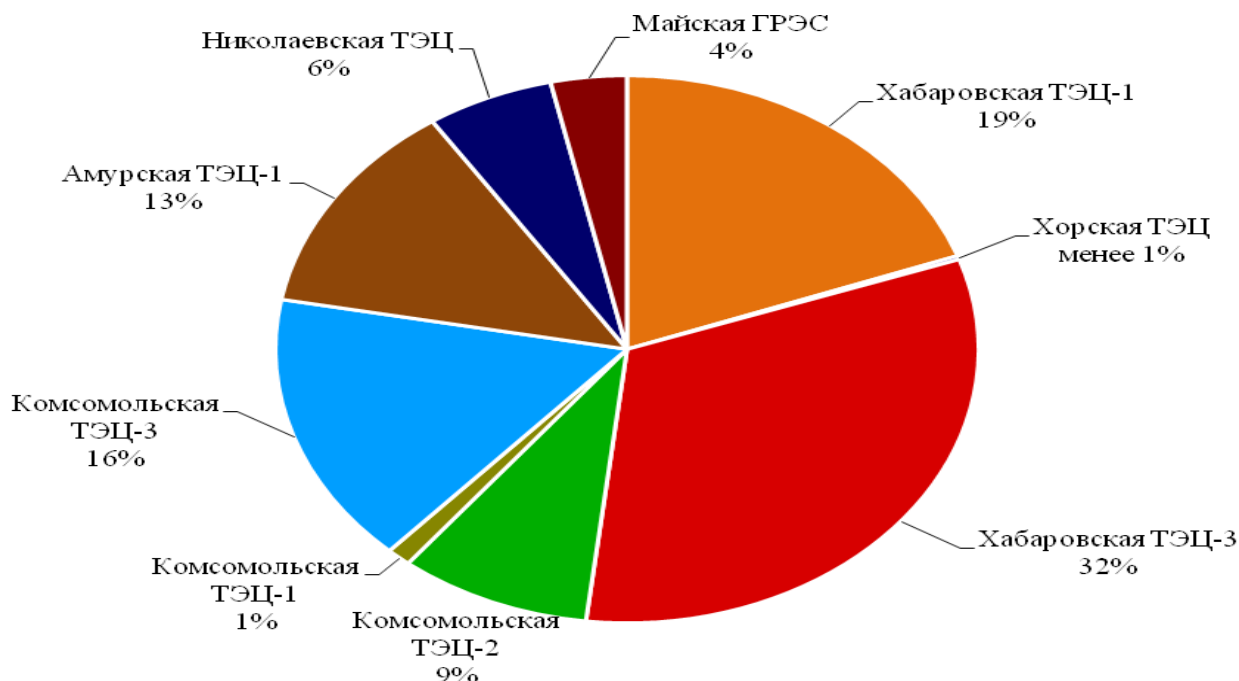


Рисунок 1 - Структура установленной электрической мощности электростанций Хабаровского края по состоянию на 1 января 2017 года

Крупнейшей электростанцией в энергосистеме Хабаровского края является Хабаровская ТЭЦ-3 с установленной мощностью 720 МВт (32 процента от установленной мощности энергосистемы).

В 2016 году в установленной мощности электростанций энергосистемы Хабаровского края изменений не было. С 1 июня 2017 года основное оборудование Хорской ТЭЦ демонтировано.

2.4 Состав генерирующего оборудования существующих электростанций (а также блок-станций)

В таблице 10 представлена информация о составе генерирующего оборудования существующих электростанций энергосистемы Хабаровского края, а также параметрах их основного энергетического оборудования.

Таблица 1 – Состав генерирующего оборудования существующих электростанций

Котел				Турбоагрегат					
Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Номер агрегата	Тип турбины и завод-изготовитель	Год ввода	Тип генератора	Год ввода	Установленная электрическая мощность, МВт
Хабаровская ТЭЦ-1									435
КА №1	ТП-170-1	1954	Уголь	ТГ №1	ПР-25-90-10/0,9 УТЗ	1974	ТВ-2-30-2	1954	25
КА №2	ТП-170-1	1955	Уголь	ТГ №2	ПТ-25/30-3 ЛМЗ	1965	ТВ-2-30-2	1955	30
КА №3	ТП-170-1	1955	Уголь	ТГ №3	ПР-25-90-10/0,9 УТЗ	1976	ТВ-2-30-2	1957	25
КА №5	БКЗ-160-100ФБ	1959	Уголь	ТГ №6	ПТ-50-2 ЛМЗ	1964	ТВ-60	1964	50
КА №6	БКЗ-160-100ФБ	1960	Уголь	ТГ №7	Т-100-130 УТЗ	1967	ТВФ-100-2	1967	100
КА №7	БКЗ-220-100Ф	1964	Уголь	ТГ №8	Т-100-130 УТЗ	1969	ТВФ-100-2	1969	100
КА №8	БКЗ-220-100Ф	1965	Уголь	ТГ №9	Т-100/120-130 УТЗ	1972	ТВФ-120-2	1981	105
КА №9	БКЗ-210-140-9	1996	Газ	-	-		-	-	-
КА №10	БКЗ-210-140Ф	1967	Газ/Уголь	-	-		-	-	-
КА №11	БКЗ-210-140Ф	1969	Газ/Уголь	-	-		-	-	-
КА №12	БКЗ-210-140Ф	1970	Газ/Уголь	-	-		-	-	-
КА №13	БКЗ-210-140Ф	1971	Газ/Уголь	-	-		-	-	-
КА №14	БКЗ-210-140-1	1972	Газ/Уголь	-	-		-	-	-
КА №15	БКЗ-210-140-7	1972	Уголь	-	-		-	-	-
КА №16	БКЗ-210-140-7	1973	Газ/Уголь	-	-		-	-	-
КВ 18	ПТВМ-100	1981	Мазут	-	-		-	-	-
КВ 19	ПТВМ-100	1991	Мазут	-	-		-	-	-
КВ 20	ПТВМ-100	1979	Мазут	-	-		-	-	-
Хабаровская ТЭЦ-3									720
КА блока 1	ТПЕ-215	1985	Уголь	Блок 1	Т-180/210-130-1 ЛМЗ	1985	ТГВ-200-2М	1985	180
КА блока 2	ТПЕ-215	1986	Уголь	Блок 2	Т-180/210-130-1 ЛМЗ	1986	ТГВ-200-2М	1986	180
КА блока 3	ТПЕ-215	1987	Уголь	Блок 3	Т-180/210-130-1 ЛМЗ	1987	ТГВ-200-2М	1987	180
КА блока 4	ТПЕ-215	2006	Газ/Уголь	Блок 4	Т-180/210-130-1 ЛМЗ	2006	ТГВ-200-2М	2006	180
КВ 1	ПТВМ-180 (БКЗ)	1979	Мазут	-	-		-	-	-

Котел				Турбоагрегат					
Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Номер агрегата	Тип турбины и завод-изготовитель	Год ввода	Тип генератора	Год ввода	Установленная электрическая мощность, МВт
КВ 2	ПТВМ-180 (БКЗ)	1979	Мазут	-	-		-	-	-
КВ 3	ПТВМ-180 (БКЗ)	1980	Мазут	-	-		-	-	-
КВ 4	ГМ-50-14/250	1982	Мазут	-	-		-	-	-
КВ 5	ГМ-50-14/250	1983	Мазут	-	-		-	-	-
Комсомольская ТЭЦ-1									
КА №1	Бабкок-Вилькокс	1950	Газ	ТГ №1	Р-10-29/1,2	1950	МВ-25	1950	10
КА №2	Бабкок-Вилькокс	1951	Газ	ТГ №2	Р-15-29/1,2	1953	Т-2-25-2	1953	15
КА №3	Бабкок-Вилькокс	1953	Газ						
КА №4	ТП-150	1956	Газ						
КА №5	БКЗ-75	1970	Газ						
Комсомольская ТЭЦ-2 (включая Комсомольскую ТЭЦ-1)									222.5
КА №4	БКЗ-160-100Ф	1961	Газ/Уголь	ТГ №5	Т-27,5-90	1963	ТВС-30	1963	27.5
КА №5	БКЗ-160-100Ф	1963	Газ/Уголь	ТГ №6	ПТ-60-90/13	1964	ТВФ-60-2	1964	60
КА №6	БКЗ-160-100Ф	1964	Газ/Уголь	ТГ №7	Т-55-130	1970	ТВФ-60-2	1969	55
КА №7	БКЗ-210-140Ф	1968	Газ/Уголь	ТГ №8	Т-55-130	1970	ТВФ-60-2	1970	55
КА №8	БКЗ-210-140Ф	1968	Газ/Уголь	-	-		-	-	-
КА №9	БКЗ-210-140Ф	1969	Газ/Уголь	-	-		-	-	-
КА №10	БКЗ-210-140Ф	1970	Газ/Уголь	-	-		-	-	-
Комсомольская ТЭЦ-3									360
КА блока 1	ТПГЕ-215	1988	Газ	Блок 1	Т-180/210-130-1 ЛМЗ	1988	ТГВ-200-2М	1988	180
КА блока 2	ТПГЕ-215	1990	Газ	Блок 2	Т-180/210-130-1 ЛМЗ	1990	ТГВ-200-2М	1990	180
КВ	ГМ-50-14/250	1985	Газ	-	-		-	-	-
КВ	ГМ-50-14/251	1985	Газ	-	-		-	-	-
КВ	КВГМ-100	1981	Газ	-	-		-	-	-
КВ	КВГМ-100	1982	Газ	-	-		-	-	-
КВ	КВГМ-100	1983	Газ	-	-		-	-	-
КВ	КВГМ-100	1985	Газ	-	-		-	-	-

Котел				Турбоагрегат					
Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Номер агрегата	Тип турбины и завод-изготовитель	Год ввода	Тип генератора	Год ввода	Установленная электрическая мощность, МВт
КВ	КВГМ-100	1986	Газ	-	-		-	-	-
КВ	КВГМ-100	1980	Газ	-	-		-	-	-
Амурская ТЭЦ									285
КА №2	БКЗ-220-100Ф	1966	Газ/Уголь	ТГ №1	ПР-25-90/10/1,2	1980	ТВС-32	1991	25
КА №3	БКЗ-220-100-9	1990	Уголь	ТГ №2	ПТ-60-90/13	1967	ТВФ-60-2	1967	60
КА №4	БКЗ-220-100-9	1992	Уголь	ТГ №3	ПТ-60-90/13	1968	ТВФ-63-2	1986	60
КА №6	БКЗ-220-100-7	1977	Газ/Уголь	ТГ №4	ПТ-60-90/13	1974	ТВФ-63-2	1974	60
КА №7	БКЗ-220-100-7	1979	Газ/Уголь	ТГ №5	ПТ-80/100-130/13	1987	ТВФ-120-2	1987	80
КА №9	БКЗ-210-140-9	1988	Уголь						
КА №10	БКЗ-210-140-9	1991	Уголь						
КВ 1	КВГМ-100	1981	Мазут	-	-		-	-	-
КВ 2	КВГМ-100	1981	Мазут	-	-		-	-	-
КВ 3	КВГМ-100	1982	Мазут	-	-		-	-	-
КВ 4	КВГМ-100	1985	Мазут	-	-		-	-	-
Майская ГРЭС									78.2
КА №1	ТС-35У	1966	Уголь	ТГ №1	К-12-35	1966	Т2-12-2	1966	12
КА № 2	ТС-35У	1963	Уголь	ТГ №3	АК-6	1954	Т2-6-2	1954	6
КА № 3	ТС-35У	1962	Уголь	ТГ №4	К-12-35	1962	Т2-12-2	1962	12
КА № 4	ТС-35	1953	Уголь	ТГ №6	ГТГ-1А	1978	Т2-12-2	1978	12
КА № 5	ТС-35	1954	Уголь	ТГ №7	ГТГ-1А	1983	Т2-12-3	1983	12
КА № 6	ТС-35	1955	Уголь	ТГ №8	ГТГ-1А	1989	Т2-12-4	1989	12
-	-	-	-	ТГ №9	ГТГ-1А	1989	Т2-12-5	1989	12
-	-	-	-	ДУ №1	Дизель АПДС-200	1973	ГСФ-200	1973	0.2
Николаевская ТЭЦ									130.6
КА №1	БКЗ-75-39ФБ	1972	Мазут	ТГ №1	ПТ-12-35/10-1,2 КТЗ	1973	Т-2-12-2	1973	12
КА №2	БКЗ-75-39ФБ	1973	Мазут	ТГ №2	ПТ-12-35/10-1,2 КТЗ	1973	Т-2-12-2	1973	12
КА №3	БКЗ-75-39ФБ	1975	Газ	ТГ №3	К-50-90-4 ЛМЗ	1983	ТВФ-63-2	1983	55

Котел				Турбоагрегат					
Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Номер агрегата	Тип турбины и завод-изготовитель	Год ввода	Тип генератора	Год ввода	Установленная электрическая мощность, МВт
КА № 4	БКЗ-160-100ГМ	1983	Мазут	ТГ №4	Т-50/55-90-4 ЛМЗ	1987	ТВФ-63-2	1987	50
КА № 5	БКЗ-160-100ГМ	1984	Газ	ДУ №1	ДГ-72-1	1979	СГД2-17-44-16	1979	0.8
КА № 6	БКЗ-160-100ГМ	1988	Газ	ДУ №2	ДГ-72-2	1979	СГД2-17-44-16	1979	0.8

Значения паркового ресурса турбин станций в зависимости от параметров их эксплуатации и мощности, а также завода-изготовителя представлены в «Типовой инструкции по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций» РД 10-577-03 и приведены в таблице 11.

Таблица 2 – Техническое состояние турбин станций

Ст. номер	Установленная мощность, МВт	Тип турбины и завод изготовитель	Дата ввода	Дата технического освидетельствования	Дата окончания срока службы
Хабаровская ТЭЦ-1					
ТГ №1	25	ПР-25-90-10/0,9 УТЗ	1974	-	2031
ТГ №2	30	ПТ-25/30-3 ЛМЗ	1965	-	2034
ТГ №3	25	ПР-25-90-10/0,9 УТЗ	1976	-	2040
ТГ №6	50	ПТ-50-2 ЛМЗ	1964	2007	2017
ТГ №7	100	Т-100-130 УТЗ	1967	2013	2019
ТГ №8	100	Т-100-130 УТЗ	1969	2016	2018
ТГ №9	105	Т-100/120-130 УТЗ	1972	2016	2018
Хабаровская ТЭЦ-3					
Блок 1	180	Т-180/210-130-1 ЛМЗ	1985	-	2031
Блок 2	180	Т-180/210-130-1 ЛМЗ	1986	-	2053
Блок 3	180	Т-180/210-130-1 ЛМЗ	1987	-	2038
Блок 4	180	Т-180/210-130-1 ЛМЗ	2006	-	2050
Комсомольская ТЭЦ-1					
ТГ №1	10	Р-10-29/1,2	1950	Паркового ресурса нет	2017
ТГ №2	15	Р-15-29/1,2	1953	Паркового ресурса нет	2017
Комсомольская ТЭЦ-2					
ТГ №5	27,5	Т-27,5-90	1963	2008	2017
ТГ №6	60	ПТ-60-90/13	1964	2011	2018
ТГ №7	55	Т-55-130	1969	2016	2018
ТГ №8	55	Т-55-130	1970	2009	2017
Комсомольская ТЭЦ-3					
Блок 1	180	Т-180/210-130-1 ЛМЗ	1988		2042
Блок 2	180	Т-180/210-130-1 ЛМЗ	1990		2044
Амурская ТЭЦ-1					
ТГ №1	25	ПР-25-90/10/1,2	1980	2015	2018
ТГ №2	60	ПТ-60-90/13	1967	2011	2017
ТГ №3	60	ПТ-60-90/13	1968	2014	2028
ТГ №4	60	ПТ-60-90/13	1974	2012	2028

Ст. номер	Установленная мощность, МВт	Тип турбины и завод изготовитель	Дата ввода	Дата технического освидетельствования	Дата окончания срока службы
ТГ №5	80	ПТ-80/100-130/13	1987	2013	2058
Майская ГРЭС					
ТГ №1	12	К-12-35	1966	2012	2017
ТГ №3	6	АК-6	1954	2016	2022
ТГ №4	12	К-12-35	1962	2016	2019
ГГ №6	12	ГТГ-1А	1978	-	2025
ГГ №7	12	ГТГ-1А	1983	-	2030
ГГ №8	12	ГТГ-1А	1989	-	2030
ГГ №9	12	ГТГ-1А	1987	-	2025
Николаевская ТЭЦ					
ТГ №1	12	ПТ-12-35/10-1,2 КТЗ	1973	2010	2023
ТГ №2	12	ПТ-12-35/10-1,2 КТЗ	1973	2012	2023
ТГ №3	55	К-50-90-4 ЛМЗ	1983	2005	2050
ТГ №4	50	Т-50/55-90-4 ЛМЗ	1987	2013	2030

Хабаровская ТЭЦ-1

Турбоагрегат ст. № 6 выработал нормативный парковый ресурс и имеет два продления. Турбоагрегаты ст. № 7, 8 выработали нормативный парковый ресурс и имеют по три продления. Турбоагрегат ст. № 9 выработал нормативный парковый ресурс и имеет четыре продления.

На сегодняшний день физический износ турбоагрегатов ст. № 6÷9 достигает от 94 до 99%.

Хабаровская ТЭЦ-3

На сегодняшний день оборудование отработало от 9 до 30 лет, физический износ оценивается в 65 %.

Комсомольская ТЭЦ-2

Турбины ст.№1 типа Р-10-29/1,2 и ст.№2 типа Р-15-29/1,2 паркового ресурса не имеют, морально устарели, отработали более 60 лет, имеют высокий физический износ.

Для турбин ст.№5 типа Т-27,5-90, ст.№6 типа ПТ-60-90/13 парковый ресурс составляет 270 тыс.ч. Имеют неоднократное продление паркового ресурса.

Для турбин ст.№7, №8 типа Т-55-130 парковый ресурс составляет 220 тыс.ч. Имеют неоднократное продление паркового ресурса.

Физический износ оборудования оценивается в 52%.

Комсомольская ТЭЦ-3

Амурская ТЭЦ-1

Физический износ оценивается в 81,5%.

Майская ГРЭС

На сегодняшний день турбинное оборудование станции в среднем отработало более 50 лет. Физический износ оценивается в 44%.

На сегодняшний день газотурбинное оборудование станции в среднем отработало более 23 лет. Физический износ оценивается в 49%.

Николаевская ТЭЦ

Турбины ст. №1, №2 типа ПТ-12-35/10-1,2, изготовленные КТЗ, парковый ресурс не имеют.

Для турбин ст. №3 типа К-50-90-4, ст. №4 типа Т-50/55-90-4, изготовленных ЛМЗ, парковый ресурс составляет 270 тыс.ч.

Оборудование станции в среднем отработало более 37 лет. Физический износ составляет от 34 до 87 %.

Значения паркового ресурса генераторов станций приведены в таблице 12.

Таблица 3 – Техническое состояние генераторов станций

Ст. номер	Установленная мощность, МВт	U ном. кВ	Тип генератора	Дата ввода	Дата технического освидетельствования	Дата окончания срока службы
Хабаровская ТЭЦ-1						
ТГ №1	30	6,3	ТВ-2-30-2	1954	04.05.2012	04.05.2017
ТГ №2	30	6,3	ТВ-2-30-2	1955	04.05.2012	04.05.2017
ТГ №3	30	6,3	ТВ-2-30-2	1957	19.09.2016	19.09.2021
ТГ №6	60	6,3	ТВ-60-2	1964	05.05.2012	05.05.2017
ТГ №7	100	10,5	ТВФ-100-2	1967	19.09.2016	19.09.2021
ТГ №8	100	10,5	ТВФ-100-2	1969	05.05.2012	05.05.2017
ТГ №9	100	10,5	ТВФ-120-2	1981	19.09.2016	19.09.2021
Хабаровская ТЭЦ-3						
Блок 1	210	15,75	ТГВ-200-2М	1985	-	2025
Блок 2	210	15,75	ТГВ-200-2М	1986	-	2026
Блок 3	220	15,75	ТГВ-200-2М	1987	-	2027
Блок 4	220	15,75	ТГВ-200-2М	2006	-	2046
Комсомольская ТЭЦ-1						
ТГ №1	25	6,3	МВ-25	1950	30.09.2016	30.09.2020
ТГ №2	25	6,3	Т-2-25-2	1952	31.07.2012	31.07.2017
Комсомольская ТЭЦ-2						
ТГ №5	30	6,3	ТВС-30	1963	01.12.2012	01.12.2017
ТГ №6	70	6,3	ТВФ-60-2	1964	29.12.2015	29.12.2020
ТГ №7	70	6,3	ТВФ-60-2	1969	30.11.2016	30.11.2021
ТГ №8	70	6,3	ТВФ-60-2	1970	30.08.2015	30.08.2020
Комсомольская ТЭЦ-3						
Блок 1	210	15,75	ТГВ-200-2М	1988	04.09.2015	01.09.2020
Блок 2	220	15,75	ТГВ-200-2М	1990	-	2020
Амурская ТЭЦ-1						
ТГ №1	32	6,3	ТВС-32	1991	-	31.12.2031
ТГ №2	60	6,3	ТВФ-60-2	1967	06.04.2016	07.04.2021
ТГ №3	63	6,3	ТВФ-63-2	1986	-	31.08.2026
ТГ №4	63	6,3	ТВФ-63-2	1974	30.10.2014	30.10.2019
ТГ №5	100	10,5	ТВФ-120-2	1987	-	31.08.2027
Майская ГРЭС						
ТГ №1	12	10,5	Т2-12-2	1966	12.10.2015	12.10.2020
ТГ №3	6	3,15	Т2-6-2	1954	12.10.2015	12.10.2020

Ст. номер	Установленная мощность, МВт	U ном. кВ	Тип генератора	Дата ввода	Дата технического освидетельствования	Дата окончания срока службы
ТГ №4	12	10,5	T2-12-2	1962	10.11.2015	10.11.2020
ТГ №6	12	10,5	T2-12-2	1978	12.10.2015	12.10.2020
ТГ №7	12	10,5	T2-12-2	1983	29.12.2016	29.12.2021
ТГ №8	12	10,5	T2-12-2	1989	26.12.2016	26.12.2021
ТГ №9	12	10,5	T2-12-2	1989	26.12.2016	26.12.2021
Николаевская ТЭЦ						
ТГ №1	12	6,3	T-2-12-2	1973	06.07.2015	06.07.2020
ТГ №2	12	6,3	T-2-12-2	1973	06.07.2015	06.07.2020
ТГ №3	63	6,3	ТВФ-63-2	1983	06.07.2015	06.07.2020
ТГ №4	63	6,3	ТВФ-63-2	1987	10.07.2012	10.07.2017
ДУ №1	0.8	6,3	СГД2-17-44-16	1979	12.07.2012	12.07.2017
ДУ №2	0.8	6,3	СГД2-17-44-16	1979	12.07.2012	12.07.2017

Хабаровская ТЭЦ-1: оборудование станции в среднем отработало 45 лет и более.

Хабаровская ТЭЦ-3: оборудование станции в среднем отработало от 10 лет до 31 года.

Комсомольская ТЭЦ-1: оборудование станции в среднем отработало более 60 лет.

Комсомольская ТЭЦ-2: оборудование станции отработало 46 и более лет.

Комсомольская ТЭЦ-3: оборудование станции отработало 26-28 лет.

Амурская ТЭЦ-1: оборудование станции в среднем отработало более 35 лет.

Майская ГРЭС: оборудование станции отработало от 27 до 62 лет.

Николаевская ТЭЦ: оборудование станции в среднем отработало более 36 лет.

2.5 Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности за 5 лет

Структура выработки электроэнергии на электростанциях Хабаровского края за 5 лет представлена в таблице 13. В графическом виде структура выработки электроэнергии на электростанциях Хабаровского края за 5 лет представлена на рисунке 92.5.

Таблица 1 – Структура выработки электроэнергии на электростанциях Хабаровского края за 5 лет

Наименование электростанции	2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.	
	млн кВт ч	процентов	млн кВт ч	процентов	млн кВт ч	процентов	млн кВт ч	процентов	млн кВт ч	процентов
Хабаровская ТЭЦ-1	1693,3	21,9	1618,8	20,7	1601,6	19,2	1696,2	18,4	1566,4	18,7
Хабаровская	2694,0	34,9	2895,5	37,1	3183,8	38,1	3305,8	35,8	3222,5	38,5

Наименование электростанции	2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.	
	млн кВт·ч	процентов	млн кВт·ч	процентов	млн кВт·ч	процентов	млн кВт·ч	процентов	млн кВт·ч	процентов
ТЭЦ-3										
Комсомольская ТЭЦ-2	937,0	12,1	833,8	10,7	847,5	10,1	1017,3	11,0	850,9	10,2
Комсомольская ТЭЦ-1	_*	0,0	70,0	0,9	74,6	0,9	71,7	0,8	73,8	0,9
Комсомольская ТЭЦ-3	1308,9	16,9	1348,2	17,3	1461,4	17,5	1773,3	19,2	1454,1	17,4
Амурская ТЭЦ-1	661,0	8,6	597,5	7,7	700,4	8,4	875,4	9,5	682,0	8,1
Майская ГРЭС	173,4	2,2	171,9	2,2	196,7	2,4	198,6	2,2	215,1	2,6
ДЭС Кенада		0,0		0,0	0,6	0,0		0,0		0,0
Хорская ТЭЦ	8,3	0,1	7,9	0,1	7,4	0,1	8,4	0,1	8,2	0,1
Итого ОЭР	7475,9	96,8	7543,6	96,6	8073,9	96,7	8946,7	96,9	8073,1	96,5
Николаевская ТЭЦ	248,5	3,2	262,8	3,4	279,6	3,3	288,6	3,1	296,9	3,5
Итого ИЭ	248,5	3,2	262,8	3,4	279,6	3,3	288,6	3,1	296,9	3,5
Итого	7724,4	100,0	7806,4	100,0	8353,5	100,0	9235,3	100,0	8370,0	100,0

Примечание: * выработка электроэнергии на Комсомольской ТЭЦ-1 в 2012 году учтена в объеме выработки Комсомольской ТЭЦ-2
млн кВт·ч

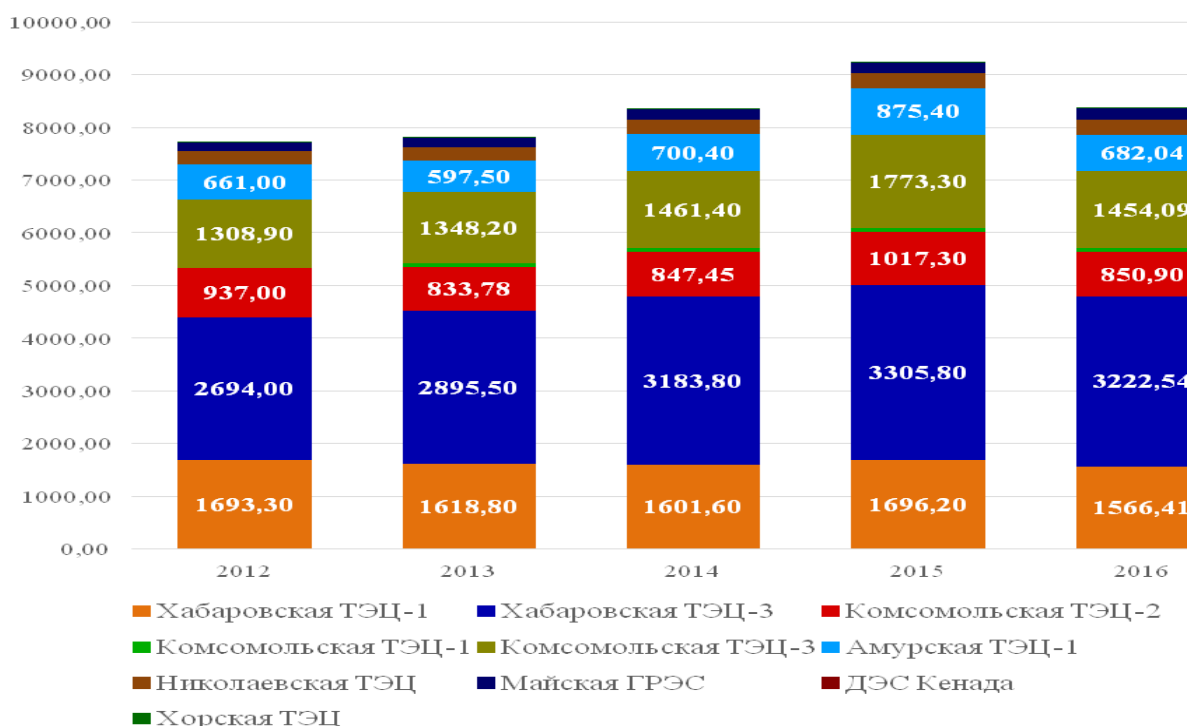


Рисунок 1 - Структура выработки электроэнергии на электростанциях Хабаровского края за 5 лет

2.6 Характеристика балансов электрической энергии и мощности за последние 5 лет

2.6.1 Балансы электрической энергии

Балансы электрической энергии энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) за последние 5 лет представлены в таблице 14 и на рисунке 10.

Таблица 1 – Балансы электрической энергии энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) за последние 5 лет, млн кВт ч

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Потребление					
Потребление всего	8007,9	7995,4	8210,4	8283,9	8295,8
Потребители	6840,0	6834,4	7019,2	7038,0	7091,1
СН станций, всего:	1167,9	1161,0	1192,9	1245,9	1204,7
Хабаровская ТЭЦ-1	340,4	336,9	341,6	347,8	338,3
Хабаровская ТЭЦ-3	404,3	388,6	420,7	432,9	440,0
Комсомольская ТЭЦ-1	0,0	0,0	7,5	19,7	20,1
Комсомольская ТЭЦ-2	152,8	153,5	146,3	148,7	131,6
Комсомольская ТЭЦ-3	141,6	151,4	148,9	162,6	147,1
Амурская ТЭЦ-1	95,7	90,2	95,4	104,5	98,1
Майская ГРЭС	24,8	24,5	24,5	21,3	21,2
Хорская ТЭЦ	8,3	7,9	7,4	8,4	8,2
ДЭС Кенада	0,0	8	0,6	0,0	0,0
Покрытие					
Выработка электроэнергии всего	7475,9	7543,6	8074,0	8946,7	8073,1
Хабаровская ТЭЦ-1	1693,3	1618,8	1601,6	1696,2	1566,4
Комсомольская ТЭЦ-1		70,0	74,6	71,7	73,8
Хабаровская ТЭЦ-3	2694,0	2895,5	3183,8	3305,8	3222,5
Комсомольская ТЭЦ-2	937,0	833,8	847,5	1017,3	850,9
Комсомольская ТЭЦ-3	1308,9	1348,2	1461,4	1773,3	1454,1
Амурская ТЭЦ-1	661,0	597,5	700,4	875,4	682,0
Майская ГРЭС	173,4	171,9	196,7	198,6	215,1
Хорская ТЭЦ	8,3	7,9	7,4	8,4	8,2
ДЭС Кенада			0,6		
Сальдо территории*	532,0	451,8	136,4	-662,8	222,8

Примечание: * «+» прием электрической энергии, «-» отдача электрической энергии

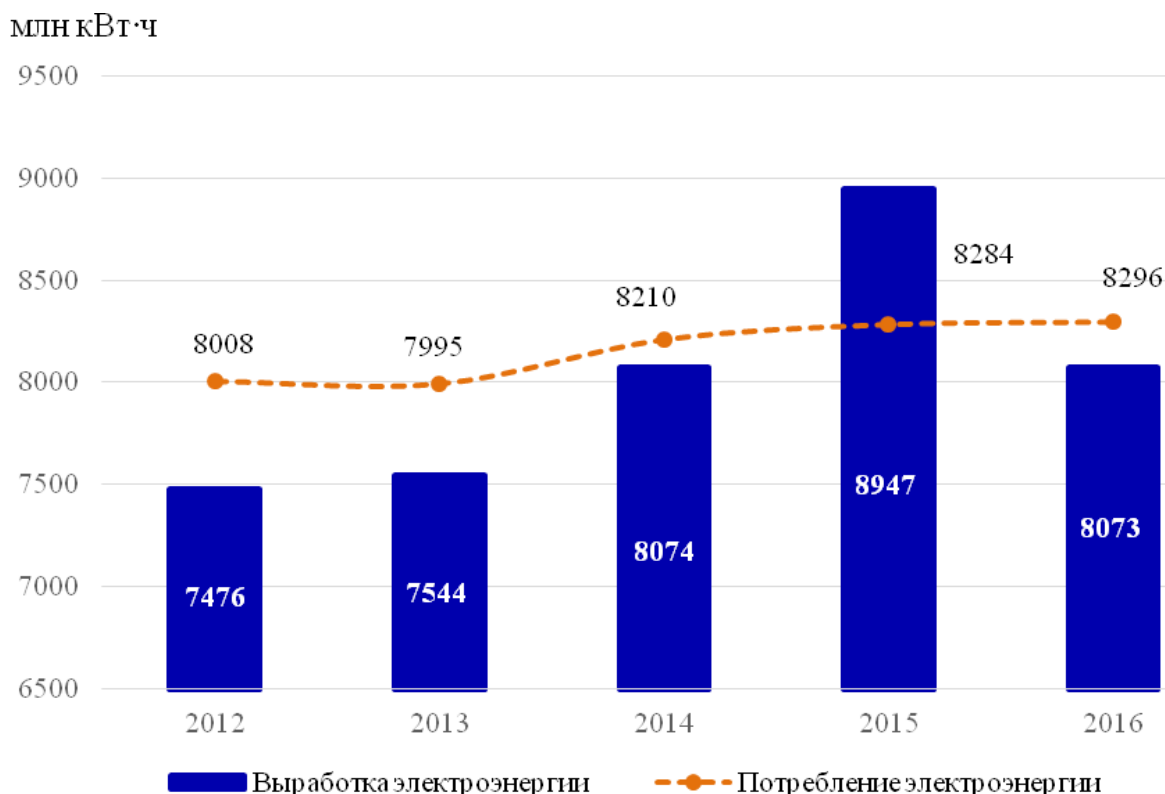


Рисунок 1 - Балансы электрической энергии энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) за последние 5 лет

Фактические балансы электрической энергии энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) за последние 5 лет складывались с дефицитом, за исключением 2015 года, когда выработка превысила потребление электрической энергии.

Балансы электрической энергии Николаевского энергорайона энергосистемы Хабаровского края за последние 5 лет представлены в таблице 15 и на рисунке 11.

Таблица 2 – Балансы электрической энергии Николаевского энергорайона энергосистемы Хабаровского края за последние 5 лет, млн кВт ч

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Потребление					
Потребление всего	248,5	262,8	279,6	288,6	296,9
Потребители	208,5	224,8	237,6	249,9	257,8
СН станций, всего:	40,0	38,0	42,0	38,7	39,1
Николаевская ТЭЦ	40,0	38,0	42,0	38,7	39,1
Покрытие					
Выработка электроэнергии	248,5	262,8	279,6	288,6	296,9
Николаевская ТЭЦ	248,5	262,8	279,6	288,6	296,9
Сальдо территории*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Примечание: * «+» прием электрической энергии, «-» отдача электрической энергии

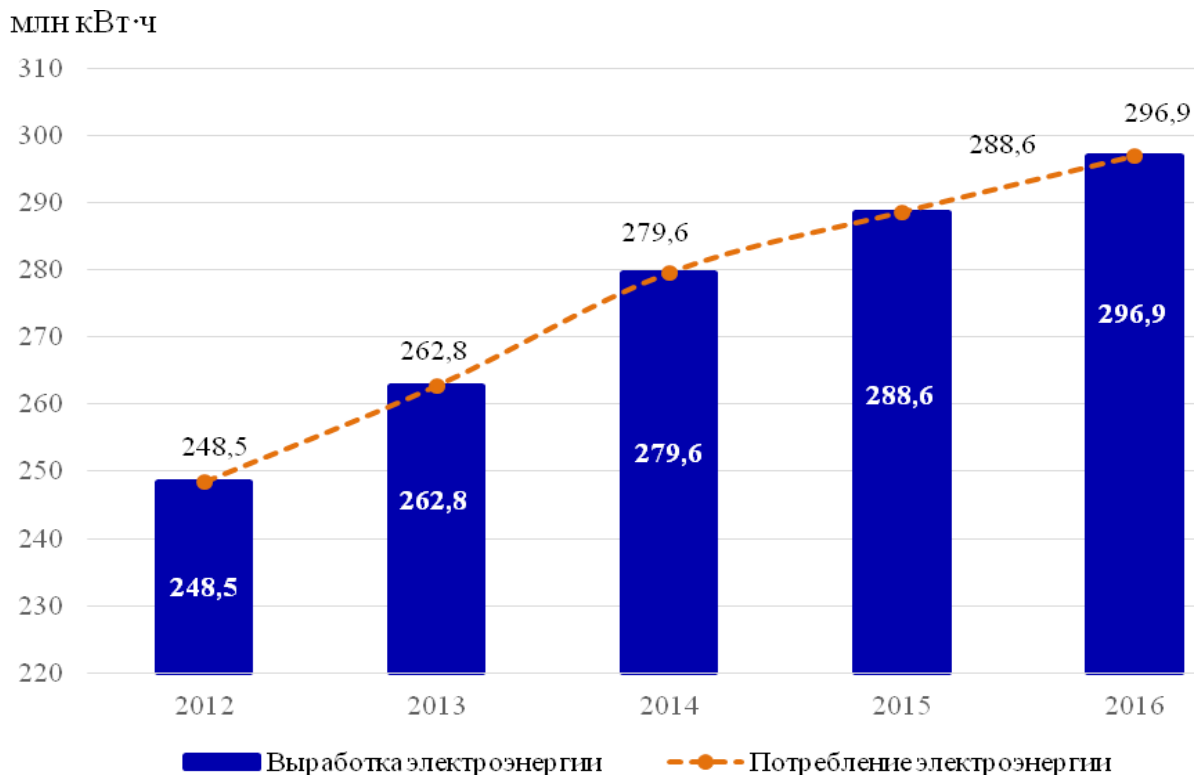


Рисунок 1 - Балансы электрической энергии Николаевского энергорайона энергосистемы Хабаровского края за последние 5 лет

Учитывая, что Николаевский энергорайон функционирует изолировано, фактические балансы электрической энергии за последние 5 лет складывались нулевым сальдо-перетоком электрической энергии.

2.6.2 Балансы мощности

Балансы мощности энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) за последние 5 лет представлены в таблице 16 и на рисунке 12.

Таблица 1 – Балансы мощности энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) за последние 5 лет, МВт

№	Показатель	Дата прохождения максимума				
		20.12.12 4:00	10.01.13 13:00	21.12.14 11:00	23.01.15 3:00	14.12.16 3:00
1	Установленная мощность	2127	2109	2108	2106	2106
2	Ограничения	84	83	55	236	13
3	Располагаемая мощность (1-2)	2043	2026	2053	1870	2093
4	Ремонты	26	0	0	0	60
5	Консервация	0	0	0	0	0
6	Снижение мощности в связи с ЗРР	0	0	0	0	54
7	Мощность в реконструкции	32	0	0	0	0
8	Мощность в вынужденном простое	0	0	0	0	0
9	Резерв	568	626	364	378	731,8
10	Перегруз	0,46	0	0	0	0

№	Показатель	Дата прохождения максимума				
		20.12.12 4:00	10.01.13 13:00	21.12.14 11:00	23.01.1 5 3:00	14.12.16 3:00
11	Нагрузка станций	1418	1401	1689	1492	1247
13	Собственный максимум потребления	1314,06	1418,36	1446,25	1394,19	1389,09
14	Среднесуточная температура	-23,9	-32	-27	-26	-22

МВт

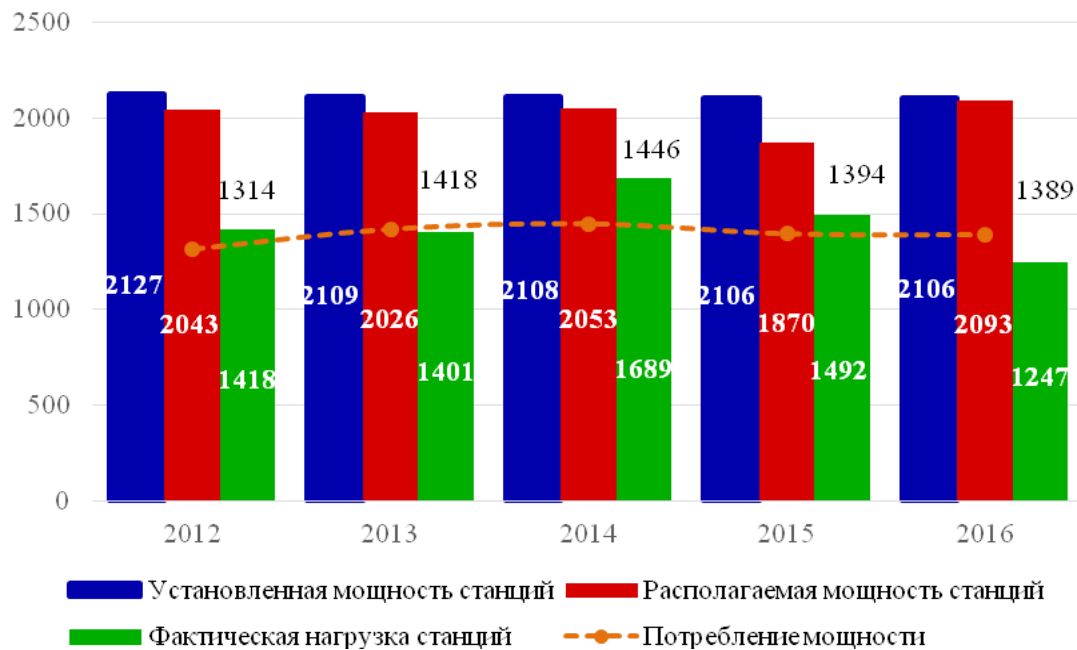


Рисунок 1 - Балансы мощности энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) за последние 5 лет

С учетом располагаемой мощности станций энергосистема Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) за последние 5 лет избыточна по мощности.

Фактические балансы мощности энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона), с учетом фактической загрузки электростанций, за последние 5 лет складывались как с дефицитом, так и с профицитом мощности. Дефицит мощности покрывался за счет соседних энергосистем (избыток мощности передавался в соседние энергосистемы).

Балансы мощности Николаевского энергорайона (на час прохождения максимума энергосистемы Хабаровского края) за последние 5 лет представлены в таблице 17 и на рисунке 2.6.2.

Таблица 2 – Балансы мощности Николаевского энергорайона (на час прохождения максимума энергосистемы Хабаровского края) за последние 5 лет, МВт

№	Показатель	Дата прохождения максимума				
		20.12.12 4:00	10.01.13 13:00	21.12.14 11:00	23.01.1 5 3:00	14.12.16 3:00
1	Установленная мощность	131	131	131	131	131
2	Ограничения	0	0	0	0	0

3	Располагаемая мощность (1-2)	131	131	131	131	131
4	Ремонты	0	0	0	0	0
5	Консервация	0	0	0	0	0
6	Снижение мощности в связи с ЗРР	0	0	0	0	0
7	Мощность в реконструкции	0	0	0	0	0
8	Мощность в вынужденном простое	0	0	0	0	0
9	Резерв	107	92	90	93	89
10	Перегруз	0	0	0	0	0
11	Нагрузка станций	24	39	41	38	42
13	Собственный максимум потребления	24	39	41	38	42
14	Среднесуточная температура	-23.9	-32	-27	-26	-22

МВт

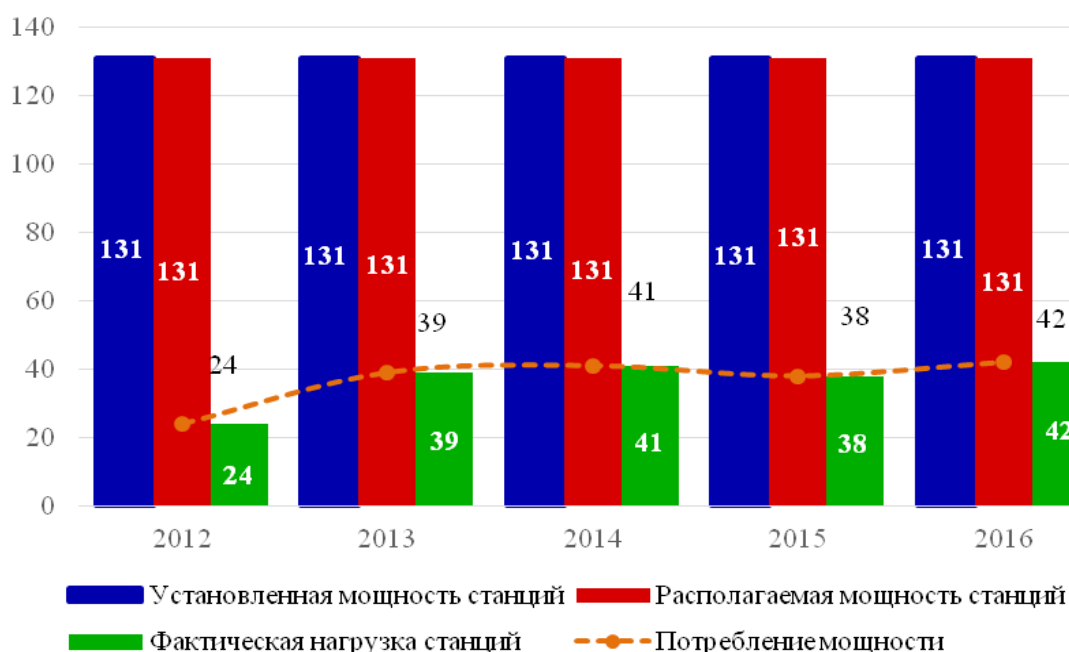


Рисунок 1 - Балансы мощности Николаевского энергорайона (на час прохождения максимума энергосистемы Хабаровского края) за последние 5 лет

Учитывая, что Николаевский энергорайон функционирует изолировано, фактические балансы мощности за последние 5 лет складывались с нулевым сальдо-перетоком.

2.7 Основные характеристики электросетевого хозяйства края напряжением 35 кВ и выше

В энергосистеме Хабаровского края получили развитие электрические сети напряжением 500/220/110/35 кВ. В настоящее время на территории Хабаровского края находится в эксплуатации более 8000 км ЛЭП напряжением 35 кВ и выше.

Электрические сети напряжением 500 – 220 кВ, расположенные на территории энергосистемы Хабаровского края, являются системообразующими и

относятся к объектам магистральной электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» и обслуживаются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Хабаровское предприятие МЭС».

Электрические сети напряжением 110 – 35 кВ, расположенные на территории энергосистемы Хабаровского края, являются распределительными и относятся к объектам АО «ДРСК» и обслуживаются его филиалом АО «ДРСК» «Хабаровские электрические сети».

Протяженность ВЛ и КЛ, а также трансформаторная мощность ПС, расположенных на территории энергосистемы Хабаровского края, по классам напряжения по состоянию на 2017 год приведены в таблице 18.

Длина ЛЭП и трансформаторная мощность ПС энергосистемы Хабаровского края принята только по территории Хабаровского края.

Таблица 1 – Протяженность ВЛ и КЛ и трансформаторная мощность ПС, расположенных на территории энергосистемы Хабаровского края, по классам напряжения по состоянию на 2017 год

Класс напряжения, кВ	Протяженность ВЛ и КЛ, км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
500 кВ	1206	1190
220 кВ	3930	2091
110 кВ	1669	1810
35 кВ	974	1100

Вводы ЛЭП и трансформаторной мощности на ПС 110 кВ и выше энергосистемы Хабаровского края в период 2013 – 2017 годов представлены в таблице 19.

Таблица 2 - Вводы ЛЭП и трансформаторной мощности на ПС 110 кВ и выше энергосистемы Хабаровского края в период 2013 – 2017 годов

№ п/п	Класс напряжения, кВ	Принадлежность к компании	Наименование объекта	Год ввода
1	220	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Хабаровское ПМЭС	Расширение ПС 220 кВ «Гидролизная». Присоединение двух новых линий 35 кВ Гидролизная - МДФ	2013
2	220	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Хабаровское ПМЭС	«Реконструкция двух одноцепных ВЛ 220 кВ «Лондоко – Облучье» № 1 и № 2 для подключения двух отпаяк от ВЛ 220 кВ "Облучье - Лондоко" № 1 (Л207) и № 2 (Л208) на ПС 220 кВ "Центральная -ГОК»	2013
3	220	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Хабаровское ПМЭС	Расширение ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Ургал на две линейные и секционную ячейки для присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок АО «Ургалуголь»	2016
4	220	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Хабаровское ПМЭС	КВЛ Хабаровская ТЭЦ-3 - Амур	2016

№ п/п	Класс напряжения, кВ	Принадлежность к компании	Наименование объекта	Год ввода
5	220	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Хабаровское ПМЭС	КВЛ РЦ - Амур	2016
6	110	Филиал АО «ДРСК» Хабаровские электрические сети	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ СМР в г. Хабаровске	2013
7	110	Филиал АО «ДРСК» Хабаровские электрические сети	Реконструкция закрытой ПС 110/6 кВ Здоровье	2014
8	110	Филиал АО «ДРСК» Хабаровские электрические сети	Закрытая ПС 110/6 кВ Городская в г.Хабаровске (строительство)	2014
9	110	Филиал АО «ДРСК» Хабаровские электрические сети	Реконструкция ВЛ-110 кВ Николаевск - Многовершинная (С-171, С-172, С-174)	2016
10	110	Филиал АО «ДРСК» Хабаровские электрические сети	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ ГВФ	2017
11	35	Филиал АО «ДРСК» Хабаровские электрические сети	Расширение ПС 35/10 кВ Эгге (на две линейные ячейки 35 кВ)	2017
12	35	Филиал АО «ДРСК» Хабаровские электрические сети	Мероприятия по строительству заходов от ВЛ-35 кВ Кислородная-Центральная с отпайкой на Городскую, с образованием двух ЛЭП 35 кВ Кислородная-Окоча и Окоча-Центральная (по индивидуальному проекту для э/сн ТЭЦ в г. Советская Гавань)	2017

Перечень ПС 500 - 35 кВ энергосистемы Хабаровского края по состоянию на 2017 год приведен в приложении А.

Перечень ЛЭП 500 - 35 кВ энергосистемы Хабаровского края по состоянию на 2017 год приведен в приложении Б.

Возрастная структура ЛЭП 500 – 35 кВ на территории энергосистемы Хабаровского края на период до 2022 года представлена на рисунке 14.

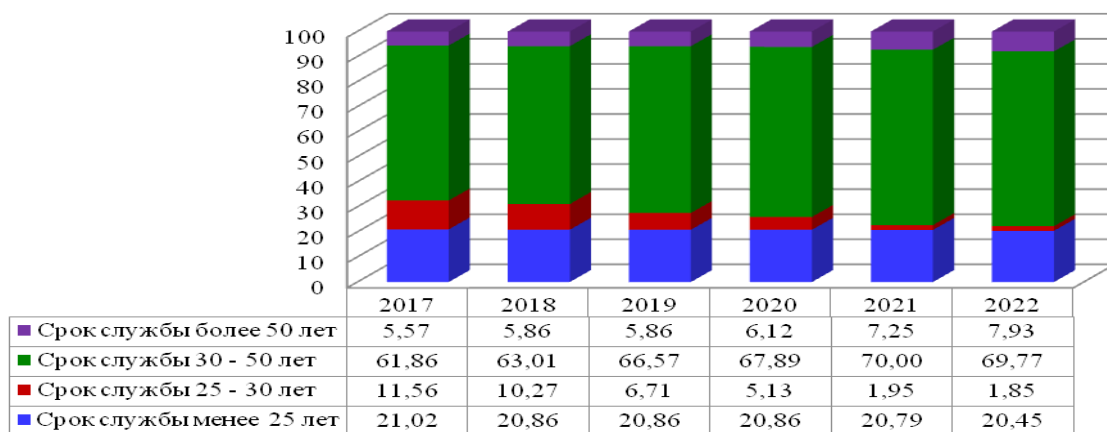


Рисунок 2 - Возрастная структура ЛЭП 500 – 35 кВ на территории энергосистемы Хабаровского края на период до 2022 года, %

В результате анализа возрастной структуры ЛЭП 500 – 35 кВ выявлено, что к этапу 2022 года срок службы 12,37% ЛЭП превысит 50 лет, при этом лишь 16,01% ЛЭП будут иметь срок службы менее 25 лет. Средний возраст ЛЭП 500 – 35 кВ по состоянию на 2017 год составляет 36 лет, на этапе 2022 года – 41 год.

Возрастная структура трансформаторного оборудования 500 – 35 кВ на территории энергосистемы Хабаровского края на период до 2022 года представлена на рисунке 15.

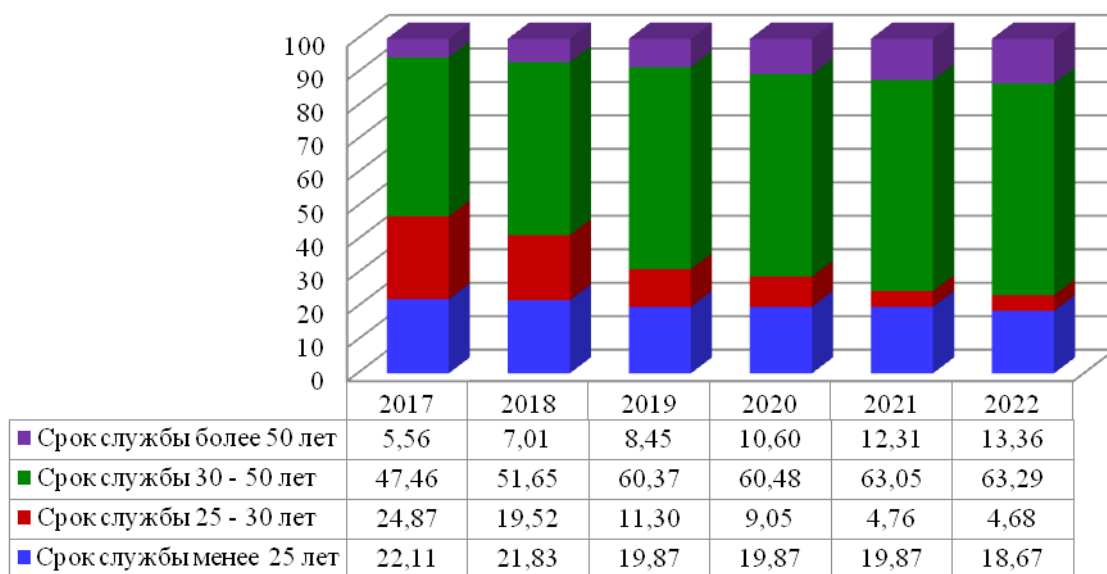


Рисунок 3 - Возрастная структура трансформаторного оборудования 500 – 35 кВ на территории энергосистемы Хабаровского края на период до 2022 года, %

В результате анализа возрастной структуры трансформаторного оборудования 500 – 35 кВ выявлено, что к этапу 2022 года срок службы 13,36% трансформаторов превысит 50 лет, при этом лишь 18,67% трансформаторов будут иметь срок службы менее 25 лет. Средний возраст трансформаторов 500 – 35 кВ по состоянию на 2017 год составляет 35 лет, на этапе 2022 года – 40 год.

Необходимо отметить, что продолжающийся рост количества морально устаревшего электротехнического оборудования, находящегося в эксплуатации и имеющего высокую степень износа, вызывает необходимость ежегодного увеличения эксплуатационных затрат, а также затрат на ремонтные работы, что в свою очередь снижает эффективность функционирования распределительного электросетевого комплекса. Также высокий уровень износа сетевого и подстанционного оборудования снижает надежность электроснабжения потребителей региона.

3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Хабаровского края

Анализ возрастной структуры трансформаторного оборудования подстанций 35 кВ и выше энергосистемы Хабаровского края показал, что на текущий момент около 78% подстанций эксплуатируются с трансформаторами, срок службы которых превышает 25 лет, из них 48% со сроком службы 30 – 50 лет. Средний возраст установленных трансформаторов 35 лет (по состоянию на 2017 год).

Аналогичная обстановка с возрастной структурой сетевого оборудования. На текущий момент около 79% ЛЭП 500 - 35 кВ имеют срок службы более 25 лет, из них 62% со сроком службы 30 – 50 лет. Средний возраст ЛЭП 500 – 35 кВ на территории энергосистемы Хабаровского края составляет 36 лет (по состоянию на 2017 год).

Продолжающийся рост количества морально устаревшего электротехнического оборудования, находящегося в эксплуатации и имеющего высокую степень износа, вызывает необходимость ежегодного увеличения эксплуатационных затрат, а также затрат на ремонтные работы, что в свою очередь снижает эффективность функционирования распределительного электросетевого комплекса. Также высокий уровень износа сетевого и подстанционного оборудования снижает надежность электроснабжения потребителей региона.

Одной из основных проблем энергосистемы Хабаровского края является износ основного оборудования на электростанциях филиала АО «Дальневосточная генерирующая компания» Хабаровская генерация. Физический износ оборудования на текущий момент составляет:

- по турбинному оборудованию – от 34 до 99%;
- по генераторному оборудованию – оборудование станций в среднем отработало от 40 лет до 70 лет.

Приоритетной задачей на ближайшую перспективу является поэтапное замещение на электростанциях генерирующего оборудования, выработавшего парк ресурс, с последующим техническим перевооружением с использованием передовых технологий.

4. Основные направления развития электроэнергетики Хабаровского края

Основным направлением развития электроэнергетики Хабаровского края является обеспечение заданных энергетических условий развития экономики края посредством стабилизации и поддержания высоких темпов ее энергоэффективности, а также обеспечения повышенного уровня энергобезопасности хозяйственного комплекса области и социальной сферы.

Для достижения поставленной цели проект Стратегии социально-экономического развития Хабаровского края на период до 2030 года, разработанный Институтом экономических исследований Дальневосточного отделения Российской Академии наук от 2017 года, ставит перед отраслью следующие задачи:

- повышение коэффициента использования установленных мощностей на действующем генерирующем оборудовании электростанций Хабаровской энергосистемы;
- перевод на централизованное электроснабжение от Хабаровской энергосистемы населенных пунктов, находящихся в зоне ее действия (в Николаевском, Нанайском муниципальных районах и районе им. Полины Осипенко);
- перевод на централизованное энергоснабжение от единого генерирующего источника потребителей (в радиусе до 50 км) в муниципальных районах, не обслуживаемых энергосистемой Хабаровского края.

Развитие электросетевого и теплового хозяйства края обусловлено необходимостью создания условий для подключения новых промышленных предприятий и организаций края, увеличения загрузки уже имеющихся мощностей, надежного снабжения населения края электрической и тепловой энергией с учетом возможного применения альтернативных и возобновляемых источников энергии.

На территории края в соответствии с пространственными полюсами развития выделяются три крупных энергорайона: Правобережье, Комсомольский, Советско-Гаванский. Кроме того, существует изолированно функционирующий Николаевский энергорайон.

На уровне каждого из энергорайонов необходимо ликвидировать существующие локальные ограничения по энергоснабжению потребителей. Для обеспечения экономического роста в границах названных энергорайонов необходимы следующие мероприятия по модернизации энергосистемы:

- в Советско-Гаванском энергорайоне необходима ликвидация дефицита электрической мощности и обеспечение надежности электроснабжения потребителей за счет строительства Советско-Гаванской ТЭЦ и второй ВЛ 220 кВ от г. Комсомольска-на-Амуре до Советско-Гаванского энергорайона, реконструкция действующих электросетевых объектов и развитие распределительных электрических сетей напряжением 110-35 кВ;

– в г. Хабаровске (энергорайон Правобережье) ликвидация дефицита тепловой мощности предполагается за счет модернизации Хабаровской ТЭЦ-1 и (или) строительства Хабаровской ТЭЦ-4, необходимо снятие ограничений на присоединение потребителей к централизованной системе теплоснабжения за счет реконструкции и строительства теплосетевых объектов;

– в г. Комсомольске-на-Амуре (Комсомольский энергорайон) предполагается ликвидация дефицита тепловой мощности и обеспечение безаварийной поставки природного газа объектам энергетики, населению и промышленности путем строительства газораспределительной станции (ГРС-2) и реконструкции ГРС-1;

– повышение надежности электроснабжения и снятие ограничений на подключение новых потребителей в энергорайоне Правобережье и Комсомольском энергорайоне за счет развития и модернизации электрических сетей и подстанций напряжением 220/110/35/10 кВ;

– обеспечение объектов ТОСЭР «Хабаровск» (энергорайон Правобережье), ТОСЭР «Комсомольск» (Комсомольский энергорайон) и ТОСЭР «Николаевск» необходимой энергетической инфраструктурой: увеличение существующих и строительство новых электрических мощностей на площадках ТОСЭР «Хабаровск», «Комсомольск», «Николаевск» до требуемого объема. На всех площадках ТОСЭР Хабаровского края необходимо предусмотреть возможность дальнейшего развития энергетической инфраструктуры сверх плановых объемов.

4.1. Прогноз электропотребления и мощности на 2018-2022 годы в рамках основного прогноза

Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Хабаровского края на 2018 – 2022 годы на основе СиПР ЕЭС России на 2017-2023 годы, разрабатываемой АО «СО ЕЭС», и представлен в таблице 20.

Таблица 2 – Прогноз потребления электроэнергии и мощности в Хабаровской энергосистеме в 2018 – 2022 годах на основе СиПР ЕЭС России на 2017-2023 годы

Наименование показателя, единица измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление мощности в Хабаровской энергосистеме (Хабаровский край + Еврейская автономная область), МВт	1 648	1 718	1 739	1 766	1 786	1 805	1 815
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт		70	21	27	20	19	10
Прирост, процентов		4,2	1,2	1,6	1,1	1,1	0,6
Потребление мощности в энергосистеме Хабаровского края, МВт	1 411	1 499	1 517	1 541	1 559	1 575	1 582
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт		88	18	24	18	16	7

Наименование показателя, единица измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Прирост, процентов		6,2	1,2	1,6	1,2	1,0	0,4
Потребление электроэнергии в Хабаровской энергосистеме (Хабаровский край + Еврейская автономная область), млн кВт·ч	9 785	9 753	9 882	10 018	10 165	10 258	10 320
Абсолютный прирост потребления электроэнергии, млн кВт·ч		-32	129	136	147	93	62
Прирост, процентов		-0,3	1,3	1,4	1,5	0,9	0,6
Потребление электроэнергии в энергосистеме Хабаровского края, млн кВт·ч	8 295,8	8 336	8 447	8 564	8 691	8 773	8 816
Абсолютный прирост потребления электроэнергии, млн кВт·ч		40	111	117	127	82	43
Прирост, процентов		0,5	1,3	1,4	1,5	0,9	0,5

Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Хабаровского края на 2018 – 2022 годы представлены на рисунках 16 и 17.

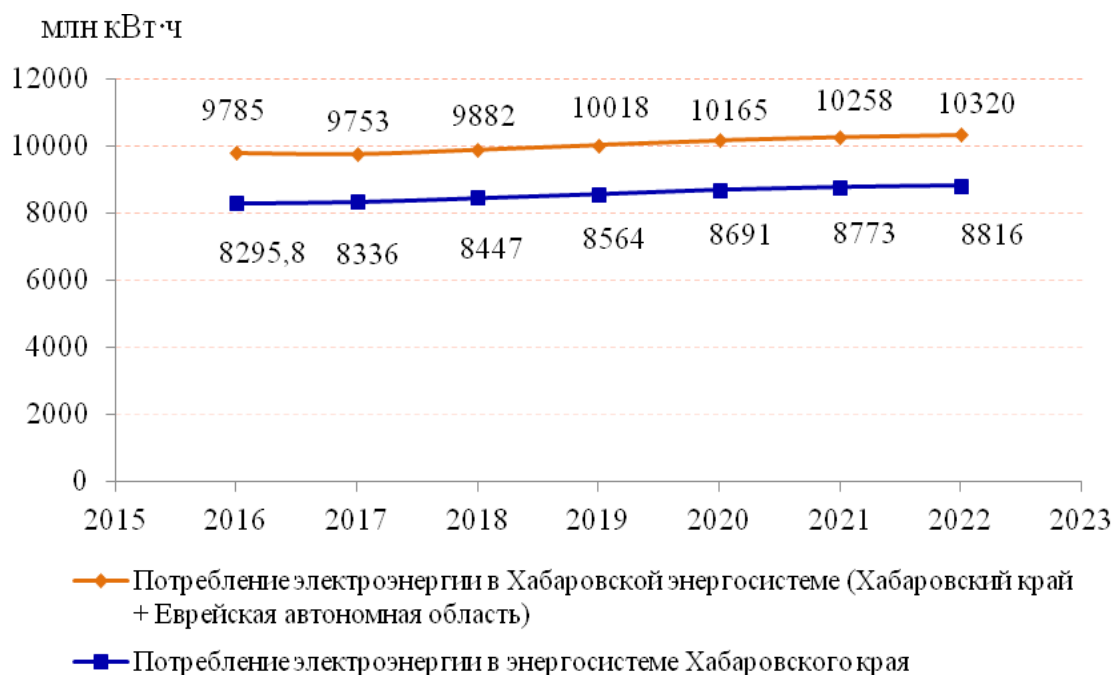


Рисунок 1 - Прогноз потребления электроэнергии в Хабаровской энергосистеме в 2018 – 2022 годах

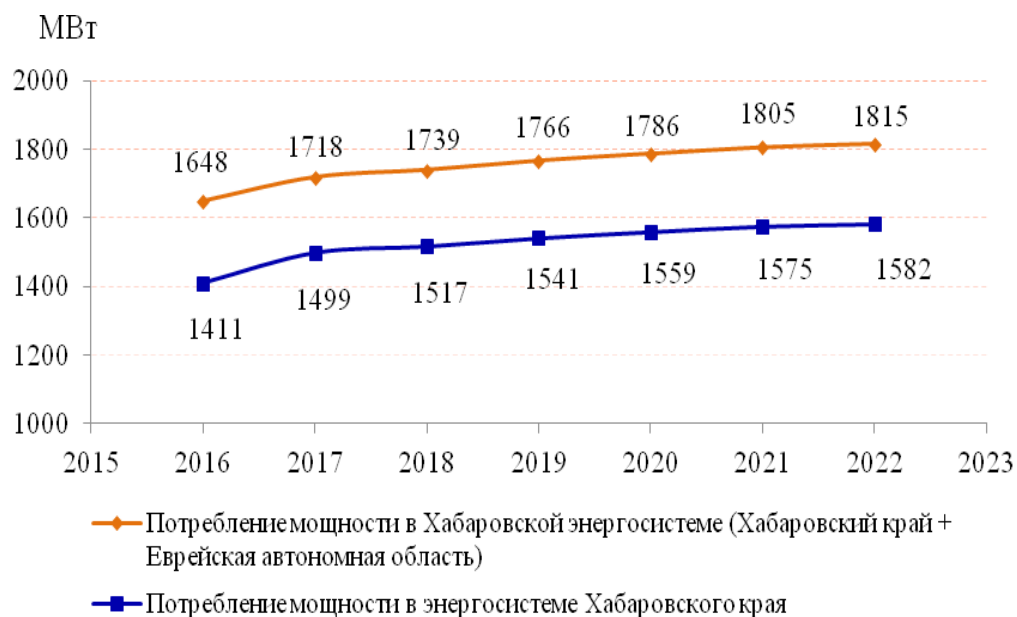


Рисунок 2 - Прогноз потребления мощности в Хабаровской энергосистеме в 2018 – 2022 годах

Сценарий прогнозного изменения потребления мощности энергосистемы Хабаровского края, разрабатываемый АО «СО ЕЭС», характеризуется среднегодовым темпом 1,11 процента в 2018-2022 годах. Суммарный прогноз прироста максимума нагрузки за период 2018-2022 годов составляет 83 МВт.

Сценарий прогнозного изменения потребления электроэнергии энергосистемы Хабаровского края, разрабатываемый АО «СО ЕЭС», характеризуется среднегодовым темпом 1,15 процента в 2018–2022 годах. Суммарный прогноз прироста потребления электроэнергии за период 2018-2022 годов составляет 480 млн кВт·ч.

4.2 Прогноз электропотребления и мощности на 2018-2022 годы в рамках дополнительного прогноза

Дополнительный прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Хабаровского края на 2018 – 2022 годы, на основе данных Правительства Хабаровского края не учтенных в СиПР ЕЭС, представлен в таблице 21.

Таблица 1 – Дополнительный прогноз потребления электроэнергии и мощности в Хабаровской энергосистеме в 2018 – 2022 годах

Наименование показателя, единица измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление мощности в Хабаровской энергосистеме (Хабаровский край + Еврейская автономная область), МВт	1 648	1 718	1 845	1 983	2 038	2 042	2 043
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	-	70	127	138	55	4	1
Прирост, процентов	-	4.2	7.4	7.5	2.8	0.2	0.0

Наименование показателя, единица измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление мощности в энергосистеме Хабаровского края, МВт	1 411	1 499	1 608	1 748	1 801	1 797	1 803
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	-	88	109	140	53	-4	6
Прирост, процентов	-	6.2	7.3	8.7	3.0	-0.2	0.3
Потребление электроэнергии в Хабаровской энергосистеме (Хабаровский край + Еврейская автономная область), млн кВт·ч	9 785	9 753	10 484	11 249	11 599	11 605	11 616
Абсолютный прирост потребления электроэнергии, млн кВт·ч	-	-32	731	765	350	6	12
Прирост, процентов	-	-0.3	7.5	7.3	3.1	0.0	0.1
Потребление электроэнергии в энергосистеме Хабаровского края, млн кВт·ч	8 296	8 336	8 954	9 714	10 040	10 010	10 048
Абсолютный прирост потребления электроэнергии, млн кВт·ч	-	40	618	761	326	-31	38
Прирост, процентов	-	0.5	7.4	8.5	3.4	-0.3	0.4

Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Хабаровского края на 2018 – 2022 годы представлены на рисунках 18 и 19.



Рисунок 1 - Дополнительный прогноз потребления электроэнергии в Хабаровской энергосистеме в 2018 – 2022 годах

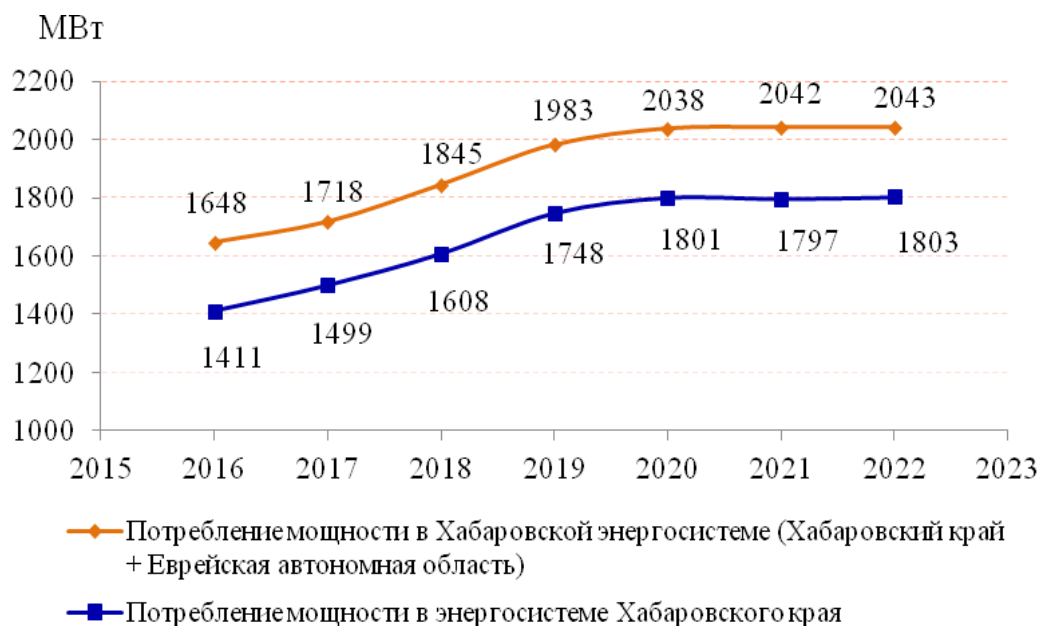


Рисунок 2 - Дополнительный прогноз потребления мощности в Хабаровской энергосистеме в 2018 – 2022 годах

Дополнительный сценарий прогнозного изменения потребления мощности энергосистемы Хабаровского края характеризуется среднегодовым темпом 4,06 процента в 2018-2022 годах. Суммарный прогноз прироста максимума нагрузки за период 2018-2022 годов составляет 304 МВт.

Сценарий прогнозного изменения потребления электроэнергии энергосистемы Хабаровского края, разрабатываемый АО «СО ЕЭС», характеризуется среднегодовым темпом 4,11 процента в 2018–2022 годах. Суммарный прогноз прироста потребления электроэнергии за период 2018-2022 годов составляет 1 712 млн кВт·ч.

4.3 Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) энергосистемы Хабаровского края на период формирования СиПРЭ

4.3.1 Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Хабаровского края мощностью 5 МВт и более на 5-летний период

Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях по основному прогнозу потребления Хабаровского края на 2018-2022 годы представлен в таблице 22.

Таблица 1 – Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях по основному прогнозу потребления Хабаровского края на 2018-2022 годы

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Вид топлива	Тип ввода/ демонтажа	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого за период
Демонтаж								
Майская ГРЭС АО «ДГК»								
1 К-12-35	Уголь Ургальский	окончательный		12				12
3 К-6-35	Уголь Ургальский	окончательный		6				6
4 К-12-35	Уголь Ургальский	окончательный		12				12
6 ГТ-12	Дизельное топливо	окончательный			12			12
7 ГТ-12	Дизельное топливо	окончательный			12			12
8 ГТ-12	Дизельное топливо	окончательный			12			12
9 ГТ-12	Дизельное топливо	окончательный			12			12
Всего по станции				30	48			78
Ввод								
Совгаванская ТЭЦ АО «ТЭЦ в г. Советская Гавань»								
1 Т-60-130	Уголь Ургальский	новое строительство		63				63
2 Т-60-130	Уголь Ургальский	новое строительство		63				63
Всего по станции				126				126

Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях по дополнительному прогнозу (дополнительно к основным демонтажам и вводам) потребления Хабаровского края на 2018-2022 годы представлен в таблице 23.

Таблица 2 – Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях по дополнительному прогнозу потребления Хабаровского края на 2018-2022 годы

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Вид топлива	Тип ввода/ демонтажа	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого за период
Демонтаж								
Хабаровская ТЭЦ-1 АО «ДГК»								
1 ПР-25-90	Газ природный	окончательный					25	25
2 ПТ-30-90	Газ природный	окончательный					30	30
3 ПР-25-90	Газ природный	окончательный					25	25
6 ПТ-50-90	Газ природный	окончательный					50	50
7 Т-100-130	Уголь Ургальский	окончательный					100	100
8 Т-100-130	Уголь Ургальский	окончательный					100	100
9 Т-105-130	Уголь Гусино-	окончательный					105	105

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Вид топлива	Тип ввода/ демонтажа	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого за период
	Озерский							
Всего по станции							435	435
Ввод								
Хабаровская ТЭЦ-4 ПАО «РАО ЭС Востока»								
1 ГТ	Газ природный	новое строительство			125			125
2 ГТ ТЭЦ	Газ природный	новое строительство				250		250
Всего по станции					125	250		375

4.3.2 Перспективные балансы мощности и электроэнергии Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) на расчётный период формирования СиПРЭ в рамках основного прогноза

Перспективный баланс мощности энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) на 2018-2022 годы в рамках основного прогноза представлен в таблице 24 и на рисунке 4.3.2.

Таблица 1 – Перспективный баланс мощности энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) на 2018-2022 годы в рамках основного прогноза

Мощность	Прогноз потребления/выработки мощности				
	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Установленная мощность	2100,7	2196,7	2148,7	2148,7	2148,7
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	2100,7	2196,7	2148,7	2148,7	2148,7
ВИЭ	0	0	0	0	0
Ограничения мощности (+)/технически возможное превышение над установленной мощностью (-)	0	0	0	0	0
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	0	0	0	0	0
ВИЭ	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность (1-2)	2100,7	2196,7	2148,7	2148,7	2148,7
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	2100,7	2196,7	2148,7	2148,7	2148,7
ВИЭ	0	0	0	0	0
Максимум потребления	1 517	1 541	1 559	1 575	1 582
Дефицит (-) / избыток (+) (3-4)	584	656	590	574	567

При формировании перспективного баланса мощности учитывались только основные вводы и демонтажи генерирующих мощностей в энергосистеме Хабаровского края.

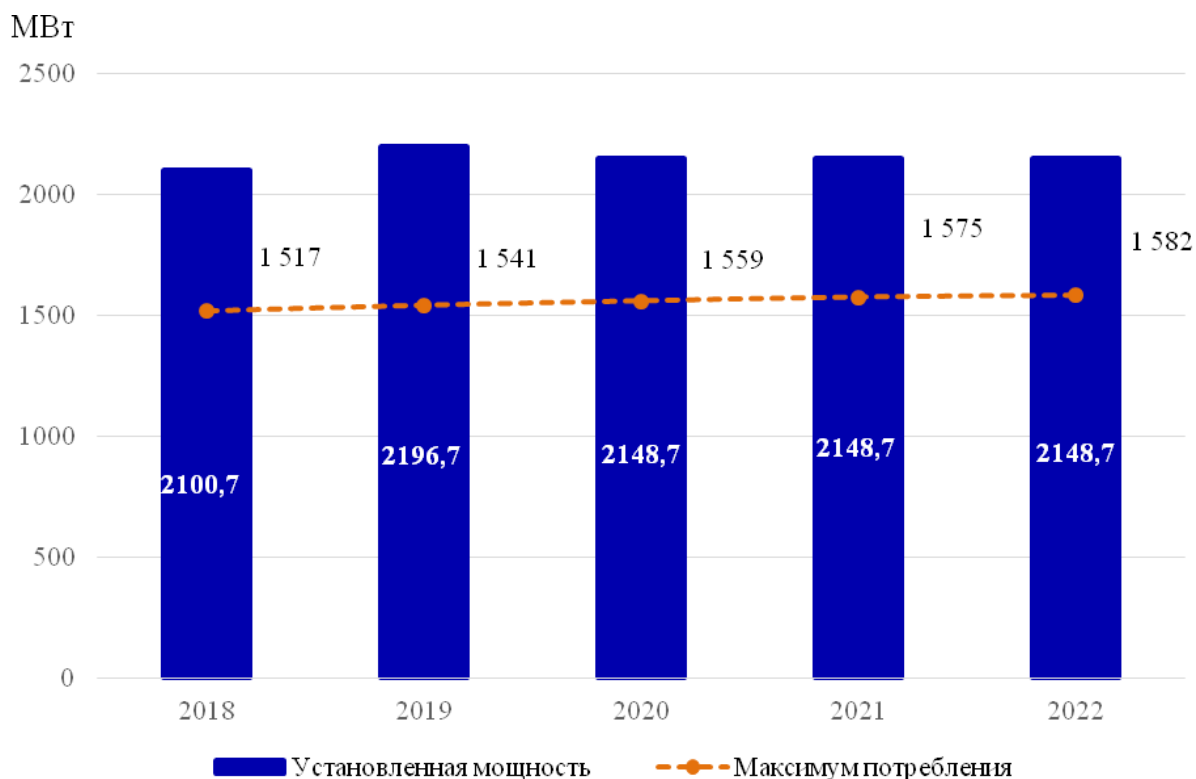


Рисунок 1 - Перспективный баланс мощности энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) на 2018-2022 годы в рамках основного прогноза

Перспективный баланс по электроэнергии энергосистемы Хабаровского края на 2018-2022 годы в рамках основного прогноза представлен в таблице 25 и на рисунке 4.3.2.

Таблица 2 – Перспективный баланс по электроэнергии энергосистемы Хабаровского края на 2018-2022 годы в рамках основного прогноза

Наименование показателя	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч				
	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электроэнергии	8447	8564	8691	8773	8816
Выработка электроэнергии	9016,4 ¹	9005	9450	9400	9400
Сальдо ²	669,4	441	759	627	584

Примечания:

¹ Согласно СиПР ЕЭС на 2018-2022 годы выработка составляет 8402 в 2018 г., 8551 в 2019 г., 8549 в 2020 г., 8786 в 2021 г., 8932 в 2022 г.

² (–) – выдача электрической энергии, (+) – получение электрической энергии энергосистемой.

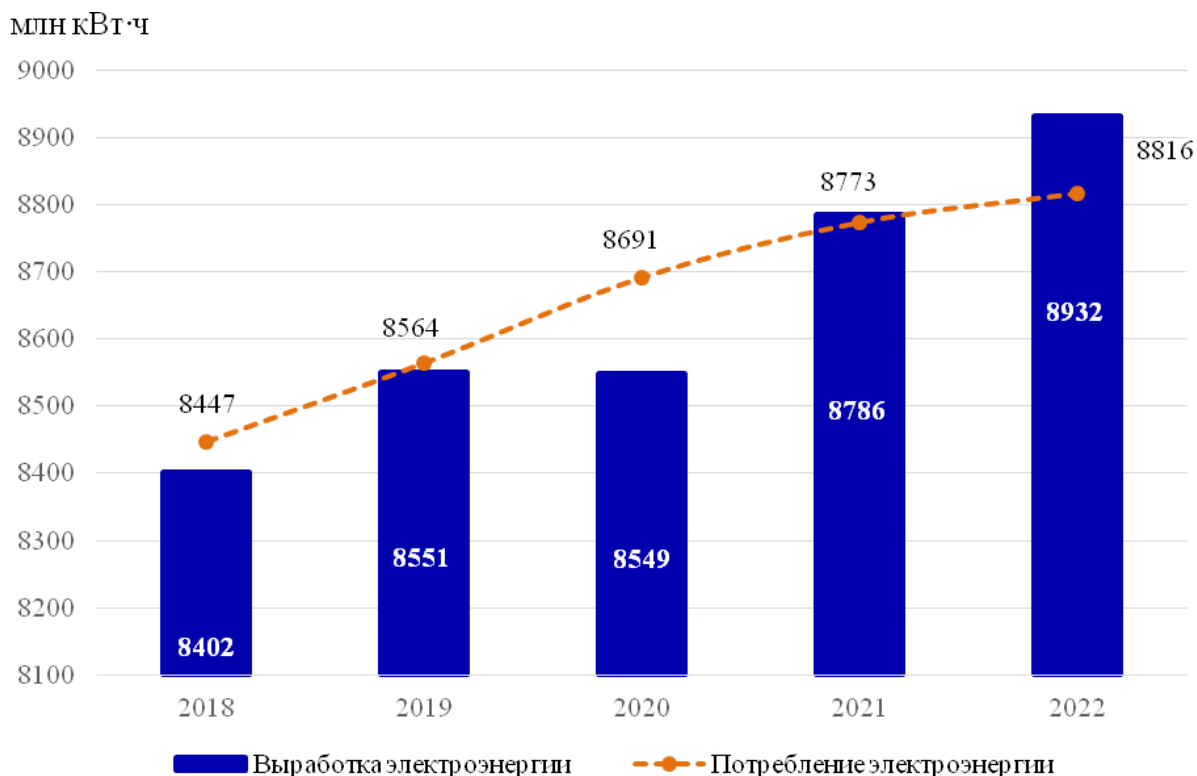


Рисунок 1 – Перспективный баланс по электроэнергии энергосистемы Хабаровского края на 2018-2022 годы в рамках основного прогноза

Баланс по электроэнергии энергосистемы Хабаровского края на 2018-2022 годы в рамках основного прогноза складывается практически сбалансированным. К 2022 году планируется незначительная выдача электроэнергии в соседние энергосистемы.

4.3.3 Перспективные балансы мощности и электроэнергии Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) на расчётный период формирования СиПР в рамках дополнительного прогноза

Перспективный баланс мощности энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) на 2018-2022 годы в рамках дополнительного прогноза представлен в таблице 26 и на рисунке 4.3.3.

Таблица 1 – Перспективный баланс мощности энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) на 2018-2022 годы в рамках дополнительного прогноза

Мощность	Прогноз потребления/выработки мощности				
	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Установленная мощность	2100,7	2196,7	2148,7	2148,7	2057,7
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	2100,7	2196,7	2148,7	2148,7	2057,7
ВИЭ	0	0	0	0	0

Мощность	Прогноз потребления/выработки мощности				
	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Ограничения мощности (+)/технически возможное превышение над установленной мощностью (-)	0	0	0	0	0
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	0	0	0	0	0
ВИЭ	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность (1-2)	2100,7	2196,7	2148,7	2148,7	2057,7
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	2100,7	2196,7	2148,7	2148,7	2057,7
ВИЭ	0	0	0	0	0
Максимум потребления	1 608	1 748	1 801	1 797	1 803
Дефицит (-) / избыток (+) (3-4)	493	449	348	352	255

При формировании перспективного баланса мощности учитывались основные и дополнительные вводы и демонтажи генерирующих мощностей в энергосистеме Хабаровского края.

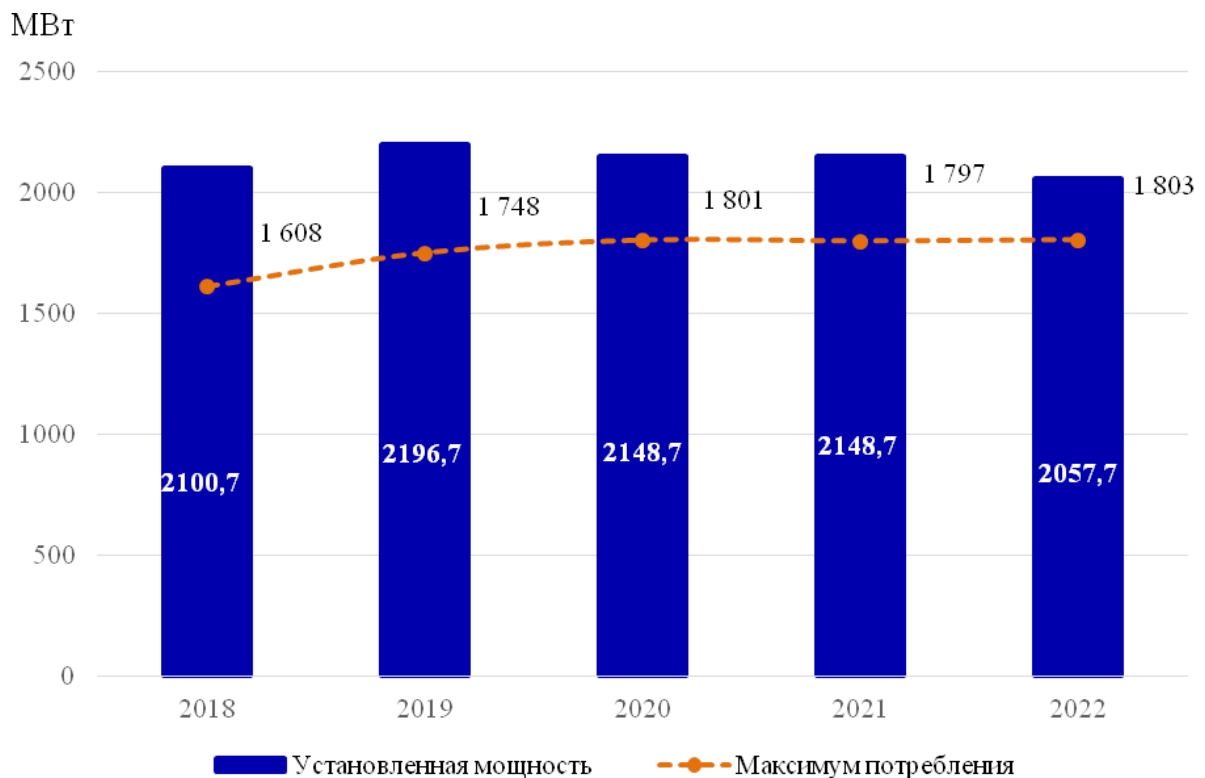


Рисунок 1 - Перспективный баланс мощности энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) на 2018-2022 годы в рамках дополнительного прогноза

Перспективный баланс по электроэнергии энергосистемы Хабаровского края на 2018-2022 годы в рамках дополнительного прогноза представлен в таблице 27 и на рисунке 4.3.3.

Таблица 2 – Перспективный баланс по электроэнергии энергосистемы Хабаровского края на 2018-2022 годы в рамках дополнительного прогноза

Наименование показателя	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч				
	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электроэнергии	8954	9714	10040	10010	10048
Выработка электроэнергии	8402	8551	8549	8786	8553
Сальдо*	552	1163	1491	1223	1495

Примечания

1. (–) – выдача электрической энергии,
2. (+) – получение электрической энергии энергосистемой.

млн кВт·ч

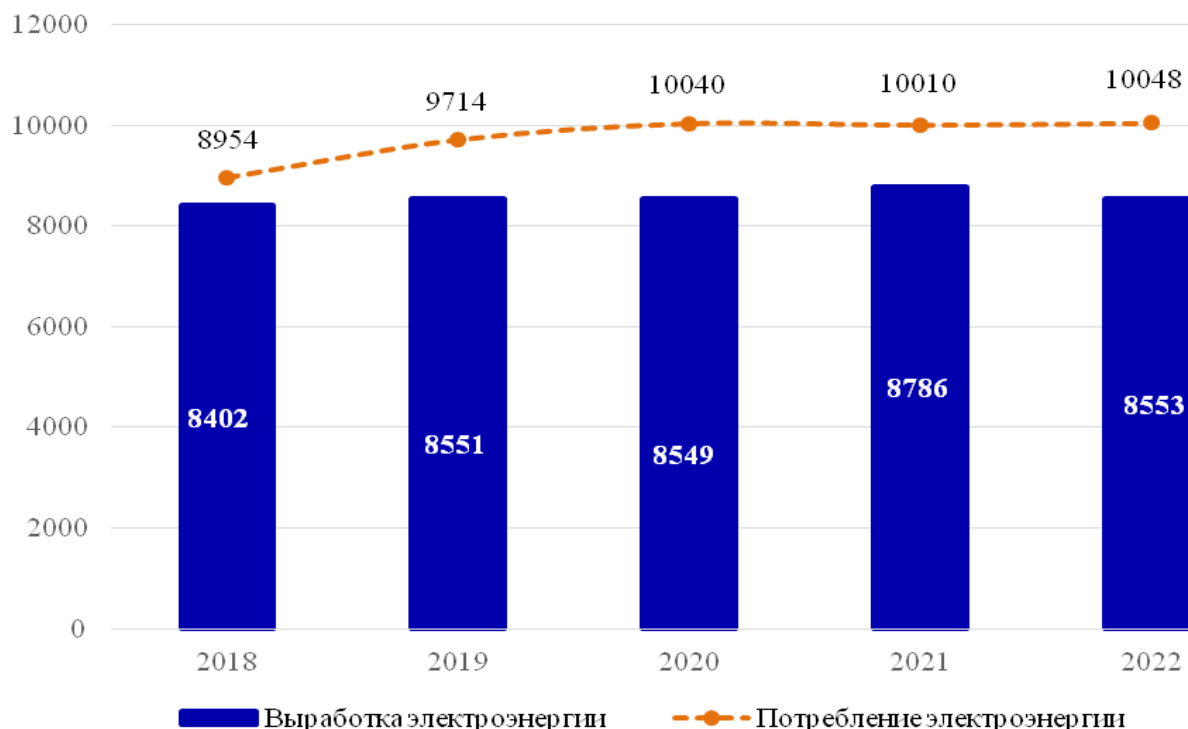


Рисунок 1 – Перспективный баланс по электроэнергии энергосистемы Хабаровского края на 2018-2022 годы в рамках дополнительного прогноза

Баланс по электроэнергии энергосистемы Хабаровского края на 2018-2022 годы в рамках дополнительного прогноза складывается дефицитным. Дефицит электроэнергии планируется покрывать за счет сальдо-перетоков из соседних энергосистем.

4.3.4 Прогноз развития энергетики Хабаровского края на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и местных видов топлива, в том числе на основе гидроэнергетических ресурсов

Применение возобновляемых источников энергии относится к числу перспективных вариантов оптимизации систем энергоснабжения изолированных потребителей, обеспечивающих повышение экономической эффективности и

качества электроснабжения за счет снижения потребления дорогого органического топлива.

Энергетическую безопасность и энергоэффективность можно повысить путем развития потенциала отдаленных регионов севера Дальнего Востока на базе ветро-дизельных комплексов (ВДК).

При выборе ВЭУ для ВДК определяющими являются следующие критерии:

- массогабаритные параметры основных элементов ВЭУ должны обеспечивать возможность их транспортировки на место монтажа с использованием существующей инфраструктуры (причалы, мосты, дороги).

- серийное производство ВЭУ;

- наличие на месте установки ВЭУ необходимой грузоподъемной техники или возможность ее доставки на место монтажа.

В Хабаровском крае планируется к реализации ВДК в с. Чумикан, Тугуро-Чумиканский район, мощностью ВЭС 1,2 МВт, сроки строительства и ввода намечены на период 2018-2021 годов.

Другие планы по вводу электростанций на основе ВИЭ на территории Хабаровского края в период 2018 – 2022 годов отсутствуют.

Все вводимые и модернизируемые в крае объекты малой генерации в зонах децентрализованного энергоснабжения ориентированы на использование местных топливных ресурсов: углей местных месторождений, дров и древесных отходов, природного газа.

Перечень новых электростанций, использующих местные виды топлива Хабаровского края, приведен в таблице 28.

Таблица 2 – Перечень новых электростанций, использующих местные виды топлива Хабаровского края

№ п/п	Наименование электростанции	Принадлежность к компаниям	Вводимая мощность, МВт	Вид топлива	Расположение месторождения	Место расположения электростанции
В рамках основного прогноза потребления Хабаровского края						
1	Совгаванская ТЭЦ	АО «ТЭЦ в г. Советская Гавань»	126	Уголь Ургальского месторождения	Верхнебуреинский район Хабаровского края	г. Советская Гавань, Хабаровского края
В рамках дополнительного прогноза потребления Хабаровского края						
2	Хабаровская ТЭЦ-4	ПАО «РАО ЭС Востока»	375	Природный газ	Сахалин	г. Хабаровск

5 Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Хабаровского края

Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Хабаровского края выполнены в рамках научно – исследовательской работы "Разработка схемы и программы развития электроэнергетики Хабаровского края на 2018-2022 годы" выполненной АО "НТЦ ЕЭС (Московское отделение)" в 2017 году.

Расчет перспективных электроэнергетических режимов проведен для двух прогнозов потребления:

- основного прогноза потребления электроэнергии и мощности, разработанного согласно СиПР ЕЭС России на 2017 – 2023 годы;
- дополнительного прогноза потребления и мощности, разработанного по материалам Правительства Хабаровского края.

К категории «узких мест» отнесены элементы электрической сети, энергоузлы (энергорайоны) энергосистемы, в которых при расчетных условиях прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима.

При формировании перечня рекомендуемых к вводу электросетевых объектов для ликвидации выявленных «узких мест» использовался принцип экономической эффективности решений, основанный на оптимизации режимов работы энергосистемы Хабаровского края, и учитывающий следующее:

- при определении необходимости реализации мероприятий проведен анализ пропускной способности электрической сети и рассмотрены возможные схемно-режимные мероприятия (не затратные) по ликвидации выявленных нарушений параметров электроэнергетического режима;
- при условии выявления недостаточности существующей пропускной способности электрической сети и соответствующих схемно-режимных мероприятий предложены мероприятия по развитию электрической сети и установке устройств противоаварийной автоматики.

На основании проведенных исследований электроэнергетических режимов в энергосистеме Хабаровского края:

- проанализирована достаточность мероприятий по развитию электрической сети 220 кВ и выше, предусмотренных СиПР ЕЭС России 2017-2023;
- сформирован перечень схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений для электрической сети 35 кВ и выше;
- разработаны мероприятия по ликвидации схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений.

5.1. Анализ функционирования и формирование предложений по развитию электрических сетей энергосистемы Хабаровского края, включая внешние связи энергосистемы, напряжением 35 кВ и выше

5.1.1. Определение (уточнение) на основании балансовых и электрических расчётов перечня «узких мест» в электрической сети напряжением 35 кВ и выше с описанием возможных технологических ограничений, обусловленных их возникновением

а) на основании расчетов электрических режимов для основного прогноза

На основании расчётов электрических режимов на этапах 2018-2022 годов для основного прогноза потребления Хабаровского края «узких мест» в электрической сети 35 кВ и выше не выявлено.

б) на основании расчетов электрических режимов для дополнительного прогноза

На основании результатов расчётов электрических режимов для дополнительного прогноза потребления энергосистемы Хабаровского края на период 2020 – 2022 годов была выявлена токовая перегрузка ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-4 – РЦ №1,2 с отпайками, для ликвидации которой рекомендуется проведение реконструкции ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-4 – СДВ 1, 2 цепь и ВЛ 110 кВ НПЗ – ХЭС (С-41), ВЛ 110 кВ НПЗ – ХЭС (С-42) с сооружением между данными ВЛ 110 кВ нового двухцепного кабельного участка (2х6,7 км) с сечением жилы кабеля 400 мм² и образованием новых КВЛ Хабаровская ТЭЦ-4 – НПЗ с отпайками 1,2.

в) на основании анализа загрузки ЦП 35 кВ и выше для основного и дополнительного прогнозов

На основании анализа загрузки ЦП установлено, что в период 2018-2022 годов при основном прогнозе потребления в энергосистеме Хабаровского края на следующих ЦП 35 кВ и выше при отключении наиболее мощного трансформатора в период максимальной нагрузки ПС загрузка трансформаторов превышает допустимые значения:

- ПС 110 кВ АК;
- ПС 110 кВ Белая гора;
- ПС 110 кВ Бикин;
- ПС 110 кВ Бройлерная-2;
- ПС 110 кВ Восточная;
- ПС 110 кВ Городская;
- ПС 110 кВ Горький;
- ПС 110 кВ КАФ;

- ПС 110 кВ Корфовская;
- ПС 110 кВ Многовершинная;
- ПС 110 кВ НПЗ;
- ПС 110 кВ Привокзальная;
- ПС 110 кВ ХЭС;
- ПС 110 кВ Энергомаш;
- ПС 110 кВ ЮМР;
- ПС 35 кВ БН;
- ПС 35 кВ Бычиха;
- ПС 35 кВ Горка;
- ПС 35 кВ ЗОСП;
- ПС 35 кВ Интурист;
- ПС 35 кВ Монгохто;
- ПС 35 кВ ОПХ;
- ПС 35 кВ РП-4;
- ПС 35 кВ СВ;
- ПС 35 кВ СРЗ;
- ПС 35 кВ Тепличный комбинат;
- ПС 35 кВ Тишкино;
- ПС 35 кВ Тополево;
- ПС 35 кВ Федоровка;
- ПС 35 кВ Центральная;
- ПС 35 кВ Ч;
- ПС 35 кВ Чегдомын.

На ПС 35 кВ СДВ в 2018 году выявлено превышение допустимого значения загрузки трансформаторов при отключении наиболее мощного параллельного трансформатора, однако после перевода подстанции на напряжение 110 кВ (2019 год) с установкой двух трансформаторов мощностью по 40 МВА каждый, проблема устраняется.

На основании анализа результатов, представленных в разделе 5.3.6, установлено, что в период 2018-2022 годов при дополнительном прогнозе потребления в энергосистеме Хабаровского края на следующих ЦП 35 кВ и выше при отключении наиболее мощного трансформатора в период максимальной нагрузки ПС, дополнительно к перечню по основному прогнозу, загрузка трансформаторов превышает допустимые значения:

- ПС 220 кВ Ванино;
- ПС 110 кВ Здоровье;
- ПС 110 кВ Солнечная.

5.1.2. Разработка предложений по корректировке сроков ввода электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше относительно актуальной редакции Схемы и программы развития ЕЭС России

Произведён анализ электрических режимов в электрической сети 35 кВ и выше энергосистемы Хабаровского края за отчётный год и на перспективный период 2018-2022 годов для основного и дополнительного прогнозов потребления энергосистемы Хабаровского края.

Корректировка сроков ввода электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше относительно актуальной редакции Схемы и программы развития ЕЭС России не требуется.

5.1.3. Разработанные рекомендации по увеличению трансформаторной мощности существующих и созданию новых центров питания электрических сетей 35 кВ и выше на период формирования СиПР

На основании результатов анализа загрузки ЦП 35 кВ и выше энергосистемы Хабаровского края на отчетный год, а также для основного и дополнительного прогнозов потребления был определён перечень ЦП, на которых выявлено превышение загрузки трансформаторного оборудования свыше допустимого уровня нагрузки при отключении наиболее мощного параллельного трансформатора.

Для ликвидации выявленных превышений допустимого уровня нагрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Бройлерная-2 и ПС 110 кВ Горький рекомендуется выполнять перераспределение нагрузки по сети низкого напряжения.

Мероприятия для ликвидации выявленных превышений допустимого уровня нагрузки трансформаторного оборудования, перегрузка которого не выявлена в отчетном году, должны быть проработаны в рамках процедуры технологического присоединения согласно ПП №861 с учетом рассмотрения возможности перевода нагрузки между ЦП по сети 6(10)-35 кВ.

Перечень ЦП, на которых рекомендуется выполнить замену трансформаторного оборудования для ликвидации выявленных превышений допустимого уровня нагрузки трансформаторного оборудования по основному прогнозу потребления Хабаровского края, перегрузка которых также наблюдается в отчетном году, представлен в таблице 29.

Таблица 3 – Перечень ЦП 35 кВ и выше в энергосистеме Хабаровского края, на которых рекомендуется выполнить замену трансформаторного оборудования на этапах 2018-2022 годов по основному прогнозу потребления

№	Наименование объекта	Существующая мощность, МВА	Рекомендуемая мощность, МВА
	ПС 110 кВ АК	2х25	2х32 ¹
	ПС 110 кВ Белая гора	2х6,3	2х16

¹ В ИП АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция по титулу: «Строительство ПС 110/35/6 кВ АК (2х40)»

№	Наименование объекта	Существующая мощность, МВА	Рекомендуемая мощность, МВА
	ПС 110 кВ Бикин	10+16	2х16
	ПС 110 кВ Восточная	20+25	2х25 ²
	ПС 110 кВ КАФ	2х25	2х40
	ПС 110 кВ Корфовская	10+16	2х25
	ПС 110 кВ Многовершинная	2х10	2х16
	ПС 110 кВ Привокзальная	2х16	2х25
	ПС 110 кВ ЮМР	2х25	2х40
	ПС 35 кВ Бычиха	2х4	2х6,3
	ПС 35 кВ Горка	6,3+10	2х16 ³
	ПС 35 кВ Монгохто	2х4	2х6,3
	ПС 35 кВ ОПХ	2х4	2х6,3
	ПС 35 кВ РП-4	6,3+10	2х10
	ПС 35 кВ СВ	2х10	2х16
	ПС 35 кВ СРЗ	6,3+10	2х10
	ПС 35 кВ Тепличный комбинат	2х4	2х6,3
	ПС 35 кВ Тишкино	2х6,3	2х10 ⁴
	ПС 35 кВ Тополево	2х4	2х10
	ПС 35 кВ Федоровка	2х4	2х10
	ПС 35 кВ Центральная	10+16	2х16
	ПС 35 кВ Ч	2х2,5	2х4
	ПС 35 кВ Чегдомын	2х10	2х16

Параметры реконструкции ПС 35-110 кВ, указанных в таблице 29, должна быть определены в рамках отдельного проектирования с учётом возможности перевода нагрузки между ЦП по сети 6(10)-35 кВ или процедуры технологического присоединения согласно ПП №861.

В целях ликвидации выявленных превышений допустимого уровня нагрузки трансформаторного оборудования по дополнительному прогнозу потребления Хабаровского края, рекомендуется дополнительно, к представленному в таблице 29 перечню ЦП, учесть реконструкцию следующих ЦП, представленных в таблице 30.

Таблица 4 – Дополнительный перечень ЦП 35 кВ и выше в энергосистеме Хабаровского края, на которых рекомендуется выполнить замену трансформаторного оборудования на этапах 2018-2022 годов по дополнительному прогнозу потребления

№	Наименование объекта	Существующая мощность, МВА	Рекомендуемая мощность, МВА
	ПС 220 кВ Ванино	2х40	-*
	ПС 110 кВ Здоровье	2х16	2х25
	ПС 110 кВ Солнечная	2х6,3	2х10

Примечание: * - рекомендуется сооружение нового центра питания 110 кВ мощностью 2х40 МВА.

² В ИП АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция по титулу: «Строительство ПС 110/35/6 кВ «Восточная» (2х40)»

³ В ИП АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция по титулу: «Строительство ПС 35/6 кВ «Горка» (2х16)»

⁴ В ИП АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция по титулу: «Расширение ПС 35/10 кВ «Тишкино» и строительство захода существующей ВЛ 35 кВ «Тишкино-Монгохто» (Т-7Ф) на ПС 220 кВ «Ванино» (2х16)»

Параметры реконструкции ПС 35-110 кВ, указанных в таблице 5.1.3, должна быть определены в рамках отдельного проектирования с учётом возможности перевода нагрузки между ЦП по сети 6(10)-35 кВ или процедуры технологического присоединения согласно ПП №861.

5.1.3.1. Разработка схемы присоединения нового ЦП 110 кВ

Анализ загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Ванино для дополнительного прогноза потребления и мощности на перспективный период 2018-2022 годы выявил превышение допустимого уровня нагрузки 3Т(4Т) при отключении одного 4Т(3Т). В настоящий момент трансформаторная мощность 3Т и 4Т ПС 220 кВ Ванино составляет 2х40 МВА.

Увеличение трансформаторной мощности 3Т и 4Т ПС 220 кВ Ванино за счёт замены трансформаторов на более мощные (2х80 МВА) или установки дополнительного третьего трансформатора, требующего увеличения РУ 110 кВ на подстанции, не является целесообразным.

Наиболее оптимальным к реализации является сооружение новой ПС 110 кВ мощностью не менее 2х40 МВА, которое позволит решить проблему 3Т и 4Т ПС 220 кВ Ванино.

Технические решения по сооружению новой ПС 110 кВ в настоящее время отсутствуют. В связи с этим рассмотрена возможность присоединения данной подстанции к сетям.

В качестве предварительного варианта подключения новой ПС 110 кВ (конкретный вариант подключения должен уточняться на стадиях проектирования) к сети 110 кВ предполагается сооружение отпайки к проектируемым ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Ванино 1,2.

Для данного варианта схемы подключения новой ПС 110 кВ проведены расчёты электрических режимов на этап 2022 года в нормальной и ремонтных схемах сети в прилегающем к подстанции энергорайоне. Расчёты проведены с учётом достижения собственной максимальной нагрузки подстанции.

Результаты расчётов электрических режимов для дополнительного прогноза потребления энергосистемы Хабаровского края с учётом сооружения новой ПС 110 кВ представлены в таблице 31.

Таблица 5 – Максимальная нагрузка сети, прилегающей к новой ПС 110 кВ на этапе 2022 года, для дополнительного прогноза потребления энергосистемы Хабаровского края, (% от $I_{\text{доп}}$)

№	Контролируемый элемент	Зимний максимум N-0 / N-1	Летний максимум N-0 / N-1
1	ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Ванино №1 с отпайкой на ПС 110 кВ Новая	17/33	23/42
2	ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Ванино №2 с отпайкой на ПС 110 кВ Новая	17/33	23/42
3	АТ-1 ПС 220 кВ Ванино	20/44	19/36
4	АТ-2 ПС 220 кВ Ванино	23/43	22/37

№	Контролируемый элемент	Зимний максимум N-0 / N-1	Летний максимум N-0 / N-1
5	Т-3 ПС 220 кВ Ванино	45/71	35/51
6	Т-4 ПС 220 кВ Ванино	43/70	29/47
7	Т-1 ПС 110 кВ Новая	48/100	48/100
8	Т-2 ПС 110 кВ Новая	48/100	48/100

Как видно из полученных результатов, представленных в таблице 5.1.3.1, сооружение новой ПС 110 кВ не приводит к токовым перегрузкам в прилегающей сети и разработки дополнительных мероприятий не требует.

Предложенные мероприятия по сооружению новой ПС 110 кВ должны быть подтверждены в рамках отдельного проектирования или процедуры технологического присоединения согласно ПП №861.

5.1.4. Разработанные рекомендации в части регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в сети 35 кВ и выше

В данном разделе приводится анализ результатов расчёта баланса реактивной мощности для каждого года периода 2018 – 2022 годов в сети 35 кВ и выше энергосистемы Хабаровского края для основного и дополнительного прогнозов потребления энергосистемы Хабаровского края.

На основании проведенного анализа следует, что установка дополнительных средств компенсации реактивной мощности в энергосистеме Хабаровского края на период 2018-2022 годов не требуется.

5.2. Разработанные рекомендации по выдаче мощности электростанций, планируемых к сооружению на территории энергосистемы на период формирования СиПРЭ

На основании результатов расчётов электрических режимов для основного прогноза потребления энергосистемы Хабаровского края на период 2018 – 2022 годов необходимость внесения изменений в схемы выдачи мощности электростанций, планируемых к сооружению на территории энергосистемы Хабаровского края, не выявлена.

На основании результатов расчётов электрических режимов для дополнительного прогноза потребления энергосистемы Хабаровского края на период 2018 – 2022 годов была выявлена токовая перегрузка ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-4 – РЦ №1,2 с отпайками, для ликвидации которой рекомендуется проведение реконструкции ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-4 – СДВ 1, 2 цепь и ВЛ 110 кВ НПЗ – ХЭС (С-41), ВЛ 110 кВ НПЗ – ХЭС (С-42) с сооружением между данными ВЛ 110 кВ нового двухцепного кабельного участка (2х6,7 км) с сечением жилы кабеля 400 мм² и образованием новых

КВЛ Хабаровская ТЭЦ-4 – НПЗ с отпайками 1,2. Предварительная схема реконструкции ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-4 – СДВ 1, 2 цепь и ВЛ 110 кВ НПЗ – ХЭС (С-41), ВЛ 110 кВ НПЗ – ХЭС (С-42) с образованием новых КВЛ Хабаровская ТЭЦ-4 – НПЗ с отпайками 1,2 представлена на рисунке 24.

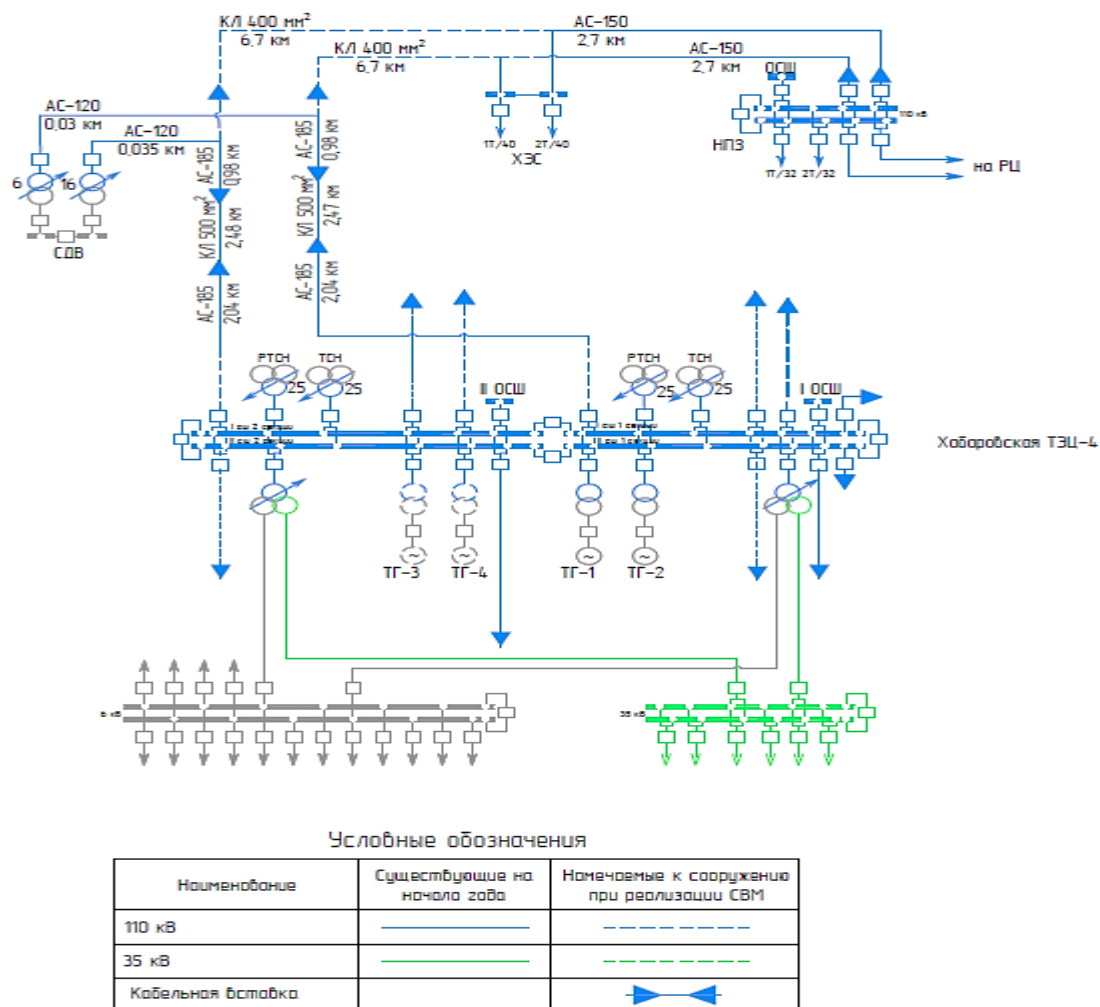


Рисунок 24 – Предварительная схема реконструкции ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-4 – СДВ 1, 2 цепь и ВЛ 110 кВ НПЗ – ХЭС (С-41), ВЛ 110 кВ НПЗ – ХЭС (С-42) с образованием новых КВЛ Хабаровская ТЭЦ-4 – НПЗ с отпайками 1,2

5.3. Разработанные рекомендации по схемам внешнего электроснабжения объектов, сооружаемых на территории энергосистемы на период формирования СиПРЭ, включая ТОСЭР

5.3.1. Мероприятия по обеспечению электроснабжением ТОСЭР

В данном разделе представлены основные предложения по схемам внешнего электроснабжения ТОСЭР. В таблице 32 представлены основные инвестиционные проекты Хабаровского края до 2022 года, учтённые в рамках основного прогноза потребления Хабаровского края.

Таблица 6 – Инвестиционные проекты Хабаровского края в период до 2022 года, учтённые в рамках основного прогноза

№	Наименование	Описание	Специализация
ТОСЭР «Комсомольск»			
1	Площадка «Парус»	Территория площадки находится между Центральным и Ленинским районами г. Комсомольска-на-Амуре, в 4-х км от центра города. Кадастровый квартал: 27:22:0040910. Площадь индустриальной площадки: 59,4 Га. Площадь земельных участков: 459 Га. Электроснабжение: 9 МВт, есть перспектива до 20 МВт.	Локализация высокотехнологичных и инновационных производств.
ТОСЭР «Хабаровск»			
2	Площадка «Ракитное»	Территория площадки "Ракитное" расположена в Хабаровском муниципальном районе в с. Ракитное. Кадастровый кварталы: 27:17:0301202, 27:17:0305401, 27:17:0329204, 27:23:0050906, 27:23:0050908, 27:23:0050909. Площадь индустриальной площадки: 520,1 Га. Площадь земельных участков: 12972 Га. Электроснабжение: 52,23 МВт.	Пищевое, промышленное производство, логистика, производство строительных материалов, сельское хозяйство, машиностроение.

В таблице 33 представлены основные инвестиционные проекты Хабаровского края до 2022 года, которые не учитывались ни в основном ни в дополнительных прогнозах потребления Хабаровского края.

Таблица 7 – Инвестиционные проекты Хабаровского края в период до 2022 года, не учтённые в основном и дополнительном прогнозах

№	Наименование	Описание	Специализация
ТОСЭР «Комсомольск»			
1	Площадка «Холдоми»	Площадка расположена в 4,23 км к западу от ПУ-34 п. Солнечный, ул. Ленина, 11. Электроснабжение: 5,5 МВт.	н/д
ТОСЭР «Хабаровск»			
2	Площадка «Авангард»	Территория площадки расположена по адресу г. Хабаровск, ул. Донская, д. 2а, в 7 км от центра города и тяготеет к грузовой ж\д станции Хабаровск-2. Кадастровый кварталы: 27:23:0041722, 27:23:0041729.	Развитие частного индустриального парка со специализацией в отраслях машиностроения, пищевой промышленности, производства строительных материалов.

№	Наименование	Описание	Специализация
		Площадь индустриальной площадки: 51,7 Га. Площадь земельных участков: 95 Га. Электроснабжение: 11,5 МВт.	
3	Площадка «Аэропорт»	Площадка создана на базе хабаровского аэропорта "Новый"- крупнейшего авиационного узла Дальнего Востока, обеспечивающего транзит грузов и пассажиров российских регионов Центра, Урала, Сибири и Дальнего Востока со странами Азиатско-Тихоокеанского региона. Кадастровый квартал: 27:23:0040405. Площадь первоначальной площадки: 15,5 Га. Площадь земельных участков: 514 Га. Электроснабжение: 16 МВт.	Строительства современного пассажирского терминала с развитой деловой и коммерческой инфраструктурой.
ТОСЭР «Николаевск»			
4	Площадка «река Лонгари»	Кадастровый квартал: 27:10:0010101. Площадь земельных участков: 479640 Га. Электроснабжение: нет данных.	Строительство рыбоперерабатывающей базы на реке Лонгари.
5	Площадка «мыс Перовского»	Кадастровый квартал: 27:10:0010106. Площадь земельных участков: 51048,3 Га. Электроснабжение: нет данных.	Строительство рыбоперерабатывающей базы
6	Площадка «Иннокентьевский»	Кадастровый квартал: 27:10:0010127. Площадь земельных участков: 249 Га. Электроснабжение: нет данных.	Техническое перевооружение рыбоперерабатывающей базы, строительство консервного цеха, строительство цеха переработки отходов
7	Площадка «мыс Кошка»	Кадастровый квартал: 27:20:0010157. Площадь земельных участков: 50,8 Га. Электроснабжение: нет данных.	Строительство рыбоперерабатывающей базы
8	Площадка «Николаевский судостроительный завод»	Кадастровый квартал: 27:20:0010147, 27:20:0010143, 27:20:0010140. Площадь земельных участков: 99,3 Га. Электроснабжение: нет данных.	Строительство цеха по переработке рыбы на базе бывшего судостроительного завода, реконструкция и техперевооружение судоремонтного цеха
9	Площадка «Чныррах»	Кадастровый квартал: 27:10:0010141.	Строительство цехов по первичной переработке,

№	Наименование	Описание	Специализация
		Площадь земельных участков: 57,5 Га. Электроснабжение: 8,7 МВт.	изготовлению консервов, переработке отходов в рыбопродукции.
10	Площадка «Оремиф»	Кадастровый квартал: 27:10:0010124. Площадь земельных участков: 166,1,5 Га. Электроснабжение: 5,5 МВт.	Строительство рыбоперерабатывающего комбината.

а) Площадка «Парус»

Для обеспечения внешнего электроснабжения площадки «Парус» питание предусмотрено от ПС 220 кВ Парус. АО «ДРСК» выполнило строительство ЛЭП 10 кВ от РУ 10 кВ ПС 220 кВ Парус (согласно письму АО «ДРСК» от 23.11.2017 № 04-01-09/5622).

б) Площадка «Холдоми»

Для обеспечения внешнего электроснабжения площадки «Холдоми» предполагается строительство двух ЛЭП 10 кВ от ПС 35/10 кВ ЦОФ протяжённостью 6,5 км и 8,5 км.

в) Площадка «Ракитное»

Для обеспечения внешнего электроснабжения площадки «Ракитное» питание предусмотрено от ПС 220 кВ Восток. Электроснабжение предполагается осуществлять от шин 10 кВ ПС 220 кВ Восток.

г) Площадка «Авангард»

Внешнее электроснабжение площадки «Авангард» предполагается осуществить от ПС 220 кВ Восток. Электроснабжение предполагается осуществлять от шин 10 кВ ПС 220 кВ Восток.

д) Площадка «Аэропорт»

Внешнее электроснабжение площадки «Аэропорт» предполагается осуществить от ПС 110 кВ ГВФ. Электроснабжение можно осуществлять от шин 6 кВ или 35 кВ ПС 110 кВ ГВФ.

е) Площадка «Иннокентьевский»

Внешнее электроснабжение площадки «Иннокентьевский» предполагается осуществить по ВЛ 10 кВ длиной 10 км от ПС 110 кВ Маго после расширения ПС 110 кВ Маго на одну ячейку 10 кВ.

ж) Площадка «Чныррах»

Внешнее электроснабжение площадки «Чныррах» предполагается осуществить по вновь сооружаемым отпайкам 110 кВ длиной 15,3 км от ВЛ 110 кВ Николаевская ТЭЦ – Белая Гора (С-172) и ВЛ 110 кВ Николаевская ТЭЦ – Многовершинная (С-171) к сооружаемой ПС 110/35/6 кВ Чныррах мощностью 2х16 МВА.

и) Площадка «Оремиф»

Внешнее электроснабжение площадки «Оремиф» предполагается осуществить от до вновь сооружаемой ПС 35/10 кВ Оремиф мощностью 2х6,3 МВА по вновь сооружаемой двухцепной ВЛ 35 кВ Чныррах – Оремиф длиной 23,6 км.

Сводные данные по развитию электрической сети 35 кВ и выше с целью обеспечения внешнего электроснабжения объектов ТОСЭР, представлены в таблице 34.

Таблица 8 – Данные по развитию сети 35 кВ и выше с целью обеспечения внешнего электроснабжения объектов ТОСЭР

№	Наименование площадки	Требуемая мощность, МВт	Сетевые мероприятия	Рекомендуемый год реализации
ТОСЭР «Комсомольск»				
1	«Парус»	20	Сооружение двух двухцепных ЛЭП 10 кВ от ячеек №11, №14, №42, №44 ЗРУ 10 кВ ПС 220 кВ Парус до четырёх ТП-10/0,4 кВ.	выполнено
2	«Холдоми»	5,5	Сооружение двух ЛЭП 10 кВ от ПС 35 кВ ЦОФ длиной 6,5 км и 8,5 км	2018
ТОСЭР «Хабаровск»				
3	«Ракитное»	52,23	Сооружение ПС 220 кВ Восток мощностью 2х63 МВА и сооружение заходов ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Хехцир 2 № 3 на ПС 220 кВ Восток длиной 2х9,24 км. Сооружение ЛЭП 10 кВ от линейных ячеек РУ 10 кВ ПС 220 кВ Восток до ТП 10 кВ Заявителя.	2018
4	«Авангард»	11,5	Сооружение ПС 220 кВ Восток мощностью 2х63 МВА и сооружение заходов ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Хехцир 2 № 3 на ПС 220 кВ Восток длиной 2х9,24 км. Сооружение ЛЭП 10 кВ от линейных ячеек РУ 10 кВ ПС 220 кВ Восток до ТП 10 кВ Заявителя.	2018
5	«Аэропорт»	16	Расширение РУ НН ПС 110 кВ ГВФ	2018
ТОСЭР «Николаевск»				
6	«Иннокентьевский»	н/д	Расширение РУ 10 кВ ПС 110 кВ Маго на 1 ячейку и сооружение ВЛ 10 кВ длиной 10 км	2019
7	«Чныррах»	8,7	Сооружение ПС 110 кВ Чныррах и сооружение двухцепной отпаечной ВЛ 110 кВ длиной 15,3 км от ВЛ 110 кВ Николаевская ТЭЦ – Белая Гора и ВЛ 110 кВ Николаевская ТЭЦ - Многовершинная	2019
8	«Оремиф»	5,5	Сооружение ПС 35 кВ Оремиф и сооружение двухцепной ВЛ 35 кВ Чныррах – Оремиф длиной 23,6 км	2019

5.3.2. Мероприятия по обеспечению электроснабжением участков предоставленных в рамках программы «Дальневосточный гектар», а также многодетным семьям

В таблице 35 представлены предполагаемые мероприятия для электроснабжения участков в рамках программы «Дальневосточный гектар».

Предложенные мероприятия подлежат дальнейшей проработке в рамках отдельного проектирования или процедуры технологического присоединения согласно ПП №861, в основном и дополнительном прогнозе потребления Хабаровского края не учтены.

Таблица 9 – Предполагаемые мероприятия по обеспечению электроснабжением участков в рамках программы «Дальневосточный гектар»

№ п/п	Наименование населенного пункта	Количество земельных участков, участвующих в Программе «Дальневосточный гектар»	Прогнозируемая мощность потребления, МВт	Мероприятия, намечаемые для организации электроснабжения населенных пунктов,
1	Район им. Лазо, с. Кругликово	113	1,7	1. Строительство ЛЭП-35 кВ протяженностью 25 кВ.
				2. Строительство ПС 35 кВ трансформаторной мощностью 6,3 МВА.
				3. Строительство ВЛ 10 кВ протяженностью 4 км.
				4. Строительство не менее 8 ТП трансформаторной мощностью 250 кВА каждая.
2	Хабаровский район, с. Свечино	71	1	1. Строительство ЛЭП 10 кВ протяженностью 4,5 км.
				2. Строительство не менее 4 ТП трансформаторной мощностью 250 кВА каждая.
				3. Строительство ВЛ 10 кВ протяженностью 0,5 км.
3	Хабаровский район, с. Краснознаменка	56	0,8	1. Строительство ЛЭП 10 кВ протяженностью 4 км.
				2. Строительство не менее 6 ТП трансформаторной мощностью 160 кВА каждая.
				3. Строительство ВЛ 0,4 кВ протяженностью 0,5 км.

В таблице 36 представлены мероприятия по обеспечению объектами транспортной и инженерной инфраструктуры земельных участков, предоставленных многодетным семьям

Кроме того, в целях перевода на централизованное электроснабжение с 2019 по 2022 годы планируется мероприятие не относящиеся к выше перечисленным разделам – строительство ВЛ-35 кВ «Бриакан-Полина Осипенко» с выводом высокочастотной ДЭС в с. им. Полины Осипенко мощностью 4,5 МВт. Северный завоз дизельного топлива сократиться на 1830 тонн ежегодно.

Таблица 10 – Мероприятия по обеспечению объектами энергетической инфраструктуры земельных участков, предоставленных многодетным семьям

[illegible]

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемы работ	Стоимость проведения работ (млн. рублей)	Способ реализации	Срок исполнения	Ответственный исполнитель	Примечания
4	Строительство объектов электросетевого хозяйства	не требуется		реализовано		Администрация г. Хабаровска, АО «Хабаровская горэлектросеть» , МинЖКХ	имеется возможность подключения к существующим электрическим сетям
В районе ул. Красноярская (27 участков)							
5	Строительство объектов электросетевого хозяйства						
5.1	Строительство ЛЭП	4,19 км	4,10	инвестиционная программа АО «Хабаровская горэлектросеть»	2019 -2021	Администрация г. Хабаровска, АО «Хабаровская горэлектросеть» , МинЖКХ	при наличии заявок на тех.присоединение включение в следующий этап инвестиционной программы строительства объектов электросетевого хозяйства
5.2	Строительство ТП	2 ед.	4,00				
районе ул. Лазаревская (121 участок)							
6	Строительство объектов электросетевого хозяйства: -ЛЭП -ТП	6 ед.	25,00	инвестиционная программа АО «Хабаровская горэлектросеть»	2018-2019	Администрация г. Хабаровска, АО «Хабаровская горэлектросеть» , МинЖКХ	после корректировки инвестиционной программы АО «Хабаровская горэлектросеть» на 2017 год (после утверждения инвестиционной программы в МинЖКХ и включения в тариф Комитетом по ценам и тарифам)
Хабаровский муниципальный район							
с. Гаровка-1 (567 участков)							
7	Строительство объектов электросетевого хозяйства						

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемы работ	Стоимость проведения работ (млн. рублей)	Способ реализации	Срок исполнения	Ответственный исполнитель	Примечания
7.1	Первоначальное подключение порядка 100 участков 1 этап: -строительство ЛЭП -строительство ТП	9,12 км 1 ед.	29,00	КАИП	2019-2020	Администрация Хабаровского района, МинЖКХ, АО «ДРСК»	при условии включения финансовых средств в КАИП, присоединение к сетям МУП «Распределительные электрические сети Хабаровского муниципального района»
7.2	2 этап: Строительство ПС 220 кВ «Восток»	1 ед.	средства из федерального бюджета	в рамках строительства ТОСЭР	2018-2020		заявителям необходимо подать заявки на технологическое присоединение к сетям электроснабжения
с. Мирное, с. Восточное (686 участков)							
8	Строительство: -ВЛ 110 кВ ПС Князе-Волконское - ПС Малиновка -ВЛ 110 кВ ПС Горький-ПС Малиновка -ПС 110/10 кВ Малиновка	3	500,00	КАИП	2018-2020	Администрация Хабаровского района, комитет по развитию ТЭК, АО «ДРСК»	присоединение к сетям АО «ДРСК»
с. Осиновая Речка (146 участков)							
9	Строительство: -ЛЭП 110 кВ Реконструкция ПС «Осиновая Речка» с заменой		500,00	инвестиционная программа АО «ДРСК»	2018	АО «ДРСК», комитет по развитию ТЭК	разработка ПСД
					2019-2020		строительство объекта

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемы работ	Стоимость проведения работ (млн. рублей)	Способ реализации	Срок исполнения	Ответственный исполнитель	Примечания
	трансформаторов				2019-2020		строительство объекта, при условии подачи муниципальным образованием заявки на участие в конкурсном отборе в соответствии с порядком, утвержденным постановлением Правительства Хабаровского края от 22.06.2012 № 205-пр
с. Мичуринское (103 участка)							
10	Строительство: -ЛЭП -ТП	3,84 км 2 ед.	5,30	КАИП	2018 -2019	Администрация Хабаровского района, АО «ДРСК»	первоочередные заявки граждан на подключение к сетям могут выполняться от существующих сетей, 1 ТП строят СК «Северострой» -2016 г., подключение к сетям МУП «Распределительные электрические сети Хабаровского муниципального района»

5.4. Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше, рекомендуемых к вводу

В таблице 37 представлен перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в рамках основного прогноза.

В таблице 38 представлен перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в рамках дополнительного прогноза.

Следует отметить, что в случае, если рекомендованные мероприятия по увеличению трансформаторной мощности ПС 35 кВ и выше предусмотрены утвержденной инвестиционной программой АО «ДРСК», то в соответствии с абзацем 3 п.5 Правил утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. №977, инвестиционные проекты по строительству в Единой энергетической системе России линий электропередачи и подстанций, проектный номинальный класс напряжения которых составляет от 110 кВ (включительно) до 220 кВ, утверждаются при условии, если указанные инвестиционные проекты обоснованы и включены в перечень реализуемых и перспективных проектов, предусмотренных схемой и программой развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации.

Таблица 11 – Перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в рамках основного прогноза

№	Мероприятие	ЛЭП		Подстанции		Источник (необходимость)	Год реализации	Ответственная организация
		Напряжение, кВ	Ценность х км протяженности,	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, шт.х МВА			
	Строительство ПС 220 кВ НПС-1 трансформаторной мощностью 20 МВА (2х10 МВА)			220	2х10	Обеспечение технологического присоединения объектов ТС ВСТО - Комсомольский НПЗ	2017	ПАО «Транснефть»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хабаровская - Старт №1 на ПС 220 кВ НПС-1 ориентировочной протяженностью 2,6 км (2х1,3 км)	220	2х1,3					
	Строительство ПС 220 кВ НПС-2 трансформаторной мощностью 20 МВА (2х10 МВА) и мощностью средств компенсации реактивной мощности 75 Мвар (1хШР-75 Мвар)			220	2х10 1хШР-75	Обеспечение технологического присоединения объектов ТС ВСТО - Комсомольский НПЗ	2017	ПАО «Транснефть»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хабаровская - Старт №1 и ВЛ 220 кВ Хабаровская - Старт №2 на ПС 220 кВ НПС-2 ориентировочной протяженностью 20 км (4х5 км)	220	4х5					
	Строительство ПС 220 кВ НПС-3 трансформаторной мощностью 20 МВА (2х10 МВА)			220	2х10	Обеспечение технологического присоединения объектов ТС ВСТО - Комсомольский НПЗ	2017	ПАО «Транснефть»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хабаровская - Старт №2 на ПС 220 кВ НПС-3 ориентировочной протяженностью 44 км (2х22 км)	220	2х22					
	Строительство ПС 220 кВ Тумнин трансформаторной мощностью 10 МВА (1х10 МВА)			220	1х10	Обеспечение технологического присоединения объектов ОАО «РЖД»	2017	ОАО «РЖД»
	Строительство одноцепной отпайки 220 кВ от ВЛ 220 кВ Высокогорная - Ванино до ПС 220 кВ Тумнин ориентировочной протяженностью 0,05 км	220	0,05					
	Строительство ПС 220 кВ Восток трансформаторной мощностью 126 МВА (2х63 МВА)			220	2х63	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей (ТОСЭР Ракитное)	2017	АО «Корпорация развития Дальнего Востока»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Хехцир 2 № 3 на ПС 220 кВ Восток ориентировочной протяженностью 18,48 км	220	18,48					ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Хабаровская №2 ориентировочной протяженностью 450 км (1х450 км) с установкой в РУ 500 кВ ПС 500 кВ Хабаровская	500	450	220	2хШР-180	Обеспечение надежности межсистемного транзита мощности между	2022	Инвестор

№	Мероприятие	ЛЭП		Подстанции		Источник (необходимость)	Год реализации	Ответственная организация
		Напряжение, кВ	Цепность x км протяженности,	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, шт. x МВА			
	шунтирующего реактора мощностью 180 Мвар (1хШР-180 Мвар) и установкой в РУ 500 кВ Приморской ГРЭС шунтирующего реактора 180 Мвар (1хШР-180 Мвар)					энергосистемами Хабаровского и Приморского краев		
	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Комсомольская - Советская Гавань (наименование по положительному заключению ГГЭ: ВЛ 220 кВ Комсомольская-Селихино-Ванино) ориентировочной протяженностью 388,1 км (1х388,1 км) с установкой на ПС 220 кВ Ванино второго автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА (1х125 МВА)	220	388,1	220	1х125	Обеспечение надежного электроснабжения потребителей Ванинского района и г. Советская Гавань, осуществление технологического присоединения ООО «Саха (Якутская) транспортная компания»	2017	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство ПС 110/10 кВ Мучке трансформаторной мощностью 50 МВА (2х25 МВА)			110	2х25	Электроснабжение угольно перегрузочного терминала ООО «Дальневосточный Ванинский Порт»	2019	ООО «Дальневосточный Ванинский порт»
	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Ванино – Мучке ориентировочной протяженностью 16 км (2х8 км)	220	2х8					
	Строительство ПС 110 кВ Аэродром			110		Электроснабжения объектов реконструкции и нового строительства аэродрома «Хурба»	2018	Филиал «Дальневосточный» АО «Оборонэнерго»
	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 - Хурба и ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 - Комсомольская до ПС 110 кВ Аэродром ориентировочной протяженностью 10 км (2х5 км)	110	2х5					
	Реконструкция с переводом на напряжение 110 кВ ПС 35 кВ СДВ, а также реконструкция ЛЭП 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – БН №1 и №2 с отпайками с переводом участка ЛЭП от ХТЭЦ-1 до СДВ на напряжение 110 кВ	110			2х40	Реконструкция ПС 35/6 кВ СДВ с переводом на 110 кВ	2019	АО «ДРСК»
	Строительство захода существующей ВЛ-35 кВ Тишкино-Монгохто (Т-7Ф) на ПС 220 кВ Ванино	35	0,71			Развитие сети 35 кВ Советско-Гаванского района, увеличение надежности электроснабжения потребителей	2020	АО «ДРСК»
	Сооружение новой ПС 110 кВ Эгге			110	2х25	Схема выдачи мощности ТЭЦ в г. Советская Гавань	2019	АО «ДРСК»
	Отсоединение ВЛ 35 кВ Строительная – Эгге от РУ 35 кВ ПС 110 кВ Эгге и РУ 35 кВ ПС 35 кВ Строительная и подключение к РУ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ и РУ 110 кВ ПС 110 кВ Эгге и образованием ВЛ	110	2,5					

№	Мероприятие	ЛЭП		Подстанции		Источник (необходимость)	Год реализации	Ответственная организация
		Напряжение, кВ	Цепность х км протяженности	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, шт.х МВА			
	110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Эгге							
	Реконструкция ВЛ 35 кВ Майская ГРЭС – Центральная с отпайкой на ПС Эгге со строительством одноцепного захода на ПС 35 кВ Эгге и образованием ВЛ 35 кВ Центральная – Эгге ориентировочной протяженностью 12,7 км и ВЛ 35 кВ Майская ГРЭС – Эгге № 2 ориентировочной протяженностью 7,7 км	35	12,7 и 7,7					
	Сооружение ПС 110 кВ Окоча			110	2х25			
	Сооружение двухцепной ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Окоча I, II цепь ориентировочной протяженностью 30 км (2х15 км)	110	2х15					
	Сооружение одноцепных заходов от ВЛ 35 кВ Кислородная – Центральная с отпайкой на ПС Городская с образованием ВЛ 35 кВ Окоча – Кислородная с отпайкой на ПС Городская ориентировочной протяженностью 3,9 км и ВЛ 35 кВ Окоча – Центральная ориентировочной протяженностью 4,9 км	35	3,9 и 4,9					
	Сооружение двухцепной ЛЭП 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Ванино ориентировочной протяженностью 70 км (2х35 км)	110	2х35					
	Реконструкция ПС 110 кВ Белая гора с заменой двух трансформаторов с 2х6,3 на 2х16 МВА			110	2х16	Увеличение трансформаторной мощности	2018	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 110 кВ Бикин с заменой одного трансформатора с 10 на 16 МВА			110	16	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 110 кВ Многовершинная с заменой двух трансформаторов с 2х10 на 2х16 МВА			110	2х16	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 110 кВ Привокзальная с заменой двух трансформаторов с 2х16 на 2х25 МВА			110	2х25	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ Бычиха с заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х6,3 МВА			35	2х6.3	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ Горка с заменой двух трансформаторов 6,3 и 10 МВА на 2х16 МВА ⁵			35	2х16	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»

⁵ В ИП АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция по титулу: «Строительство ПС 35/6 кВ «Горка» (2х16)»

№	Мероприятие	ЛЭП		Подстанции		Источник (необходимость)	Год реализации	Ответственная организация
		Напряжение, кВ	Целность х км протяженность,	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, шт.х МВА			
	Реконструкция ПС 35 кВ Монгохто с заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х6,3 МВА			35	2х6.3	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ ОПХ с заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х6,3 МВА			35	2х6.3	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ РП-4 с заменой одного трансформатора с 6,3 на 10 МВА			35	10	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ СВ с заменой двух трансформаторов с 2х10 на 2х16 МВА			35	2х16	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ СРЗ с заменой одного трансформатора с 6,3 на 10 МВА			35	10	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ Тепличный комбинат с заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х6,3 МВА			35	2х6,3	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ Тишкино заменой двух трансформаторов с 2х6,3 на 2х10 МВА ⁶			35	2х10	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ Тополево заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х10 МВА			35	2х10	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ Федоровка заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х10 МВА			35	2х10	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ Центральная с заменой одного трансформатора с 10 на 16 МВА			35	16	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ Ч заменой двух трансформаторов с 2х2,5 на 2х4 МВА			35	2х4	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ Чегдомын заменой двух трансформаторов с 2х10 на 2х16 МВА			35	2х16	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 110 кВ К с заменой 7-ми выключателей 110 кВ на новые с отключающей способностью не менее 20 кА					Превышение токами КЗ отключающей способности существующих выключателей	2018*	АО «ДРСК»

⁶ В ИП АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция по титулу: «Расширение ПС 35/10 кВ «Тишкино» и строительство захода существующей ВЛ 35 кВ «Тишкино-Монгохто» (Т-7Ф) на ПС 220 кВ «Ванино» (2х16)»

№	Мероприятие	ЛЭП		Подстанции		Источник (необходимость)	Год реализации	Ответственная организация
		Напряжение, кВ	Цепность х км протяженность,	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, шт.х МВА			
	Реконструкция ПС 110 кВ АК с заменой двух трансформаторов с 2х25 на 2х32 МВА ⁷			110	2х32	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с заменой одного трансформатора 20 МВА на 25 МВА ⁸			110	2х25	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 110 кВ КАФ с заменой двух трансформаторов с 2х25 на 2х40 МВА			110	2х40	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой двух трансформаторов с 10+16 на 2х25 МВА			110	2х25	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 110 кВ ЮМР с заменой двух трансформаторов с 2х25 на 2х40 МВА			110	2х40	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Строительство участка ВЛ 110 кВ Амур - СМР	110	2х1,8			Технологическое присоединение энергопринимающих установок	2018*	АО «ДРСК»
	Строительство ЛЭП 35 кВ для питания объектов ООО «Офис-центр»	35	2х1			Технологическое присоединение объектов ООО «Офис-центр»	2018*	АО «ДРСК»
	Строительство ВЛ 35 кВ Племярепродуктор - ОСК	35	1х2,05			Технологическое присоединение объектов в рамках расширения и реконструкции II очереди канализации в г. Хабаровск	2018*	АО «ДРСК»

Примечание: * - необходимость реализации мероприятия должна быть подтверждена в рамках отдельного проектирования или процедуры технологического присоединения согласно ПП №861. Срок реализации мероприятия должен быть определен на основании графика роста нагрузок потребителей, балансовых расчетов и расчетов электроэнергетических режимов, а также с учетом ПИР и СМР.

⁷ В ИП АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция по титулу: «Строительство ПС 110/35/6 кВ АК (2х40)»

⁸ В ИП АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция по титулу: «Строительство ПС 110/35/6 кВ «Восточная» (2х40)»

Таблица 12 – Перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в рамках дополнительного прогноза

№	Мероприятие	ЛЭП		Подстанции		Источник (необходимость)	Год реализации	Ответственная организация
		Напряжение, кВ	Цепность х км протяженность,	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, шт.х МВА			
	Строительство ПС 220 кВ НПС-1 трансформаторной мощностью 20 МВА (2х10 МВА)			220	2х10	Обеспечение технологического присоединения объектов ТС ВСТО - Комсомольский НПЗ	2017	ПАО «Транснефть»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хабаровская - Старт №1 на ПС 220 кВ НПС-1 ориентировочной протяженностью 2,6 км (2х1,3 км)	220	2х1,3					
	Строительство ПС 220 кВ НПС-2 трансформаторной мощностью 20 МВА (2х10 МВА) и мощностью средств компенсации реактивной мощности 75 Мвар (1хШПР-75 Мвар)			220	2х10 1хШПР-75	Обеспечение технологического присоединения объектов ТС ВСТО - Комсомольский НПЗ	2017	ПАО «Транснефть»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хабаровская - Старт №1 и ВЛ 220 кВ Хабаровская - Старт №2 на ПС 220 кВ НПС-2 ориентировочной протяженностью 20 км (4х5 км)	220	4х5					
	Строительство ПС 220 кВ НПС-3 трансформаторной мощностью 20 МВА (2х10 МВА)			220	2х10	Обеспечение технологического присоединения объектов ТС ВСТО - Комсомольский НПЗ	2017	ПАО «Транснефть»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хабаровская - Старт №2 на ПС 220 кВ НПС-3 ориентировочной протяженностью 44 км (2х22 км)	220	2х22					
	Строительство ПС 220 кВ Тумнин трансформаторной мощностью 10 МВА (1х10 МВА)			220	1х10	Обеспечение технологического присоединения объектов ОАО «РЖД»	2017	ОАО «РЖД»
	Строительство одноцепной отпайки 220 кВ от ВЛ 220 кВ Высокогорная - Ванино до ПС 220 кВ Тумнин ориентировочной протяженностью 0,05 км	220	0,05					
	Строительство ПС 220 кВ Восток трансформаторной мощностью 126 МВА (2х63 МВА)			220	2х63	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей (ТОСЭР Ракитное)	2017	АО «Корпорация развития Дальнего Востока»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Хехцир 2 № 3 на ПС 220 кВ Восток ориентировочной	220	18,48					ПАО «ФСК ЕЭС»

№	Мероприятие	ЛЭП		Подстанции		Источник (необходимость)	Год реализации	Ответственная организация
		Напряжение, кВ	Ценность х км протяженность,	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, шт.х МВА			
	протяженностью 18,48 км							
	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Хабаровская №2 ориентировочной протяженностью 450 км (1х450 км) с установкой в РУ 500 кВ ПС 500 кВ Хабаровская шунтирующего реактора мощностью 180 Мвар (1хШР-180 Мвар) и установкой в РУ 500 кВ Приморской ГРЭС шунтирующего реактора 180 Мвар (1хШР-180 Мвар)	500	450	220	2хШР-180	Обеспечение надежности межсистемного транзита мощности между энергосистемами Хабаровского и Приморского краев	2022	Инвестор
	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Комсомольская - Советская Гавань (наименование по положительному заключению ГТЭ: ВЛ 220 кВ Комсомольская-Селихино-Ванино) ориентировочной протяженностью 388,1 км (1х388,1 км) с установкой на ПС 220 кВ Ванино второго автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА (1х125 МВА)	220	388,1	220	1х125	Обеспечение надежного электроснабжения потребителей Ванинского района и г. Советская Гавань, осуществление технологического присоединения ООО «Саха (Якутская) транспортная компания»	2017	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство ПС 110/10 кВ Мучке трансформаторной мощностью 50 МВА (2х25 МВА)			110	2х25	Электроснабжение угольно перегрузочного терминала ООО «Дальневосточный Ванинский Порт»	2019	ООО «Дальневосточный Ванинский порт»
	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Ванино – Мучке ориентировочной протяженностью 16 км (2х8 км)	220	2х8					
	Строительство ПС 110 кВ Аэродром			110		Электроснабжения объектов реконструкции и нового строительства аэродрома «Хурба»	2018	Филиал «Дальневосточный» АО «Оборонэнерго»
	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 - Хурба и ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 - Комсомольская до ПС 110 кВ Аэродром ориентировочной протяженностью 10 км (2х5 км)	110	2х5					
	Реконструкция с переводом на напряжение 110 кВ ПС 35 кВ СДВ, а также реконструкция ЛЭП 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – БН №1 и №2 с отпайками с переводом участка ЛЭП от ХТЭЦ-1 до СДВ на напряжение 110 кВ	110			2х40	Реконструкция ПС 35/6 кВ СДВ с переводом на 110 кВ	2019	АО «ДРСК»
	Строительство захода существующей ВЛ-35 кВ Тишкино-Монгохто (Т-7Ф) на ПС 220 кВ Ванино	35	0,71			Развитие сети 35 кВ Советско-Гаванского района, увеличение	2020	АО «ДРСК»

№	Мероприятие	ЛЭП		Подстанции		Источник (необходимость)	Год реализации	Ответственная организация
		Напряжение, кВ	Цепность х км протяженность,	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, шт. х МВА			
						надежности электроснабжения потребителей		
	Сооружение новой ПС 110 кВ Эгге			110	2х25	Схема выдачи мощности ТЭЦ в г. Советская Гавань	2019	АО «ДРСК»
	Отсоединение ВЛ 35 кВ Строительная – Эгге от РУ 35 кВ ПС 110 кВ Эгге и РУ 35 кВ ПС 35 кВ Строительная и подключение к РУ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ и РУ 110 кВ ПС 110 кВ Эгге и образованием ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Эгге	110	2,5					
	Реконструкция ВЛ 35 кВ Майская ГРЭС – Центральная с отпайкой на ПС Эгге со строительством одноцепного захода на ПС 35 кВ Эгге и образованием ВЛ 35 кВ Центральная – Эгге ориентировочной протяженностью 12,7 км и ВЛ 35 кВ Майская ГРЭС – Эгге № 2 ориентировочной протяженностью 7,7 км	35	12,7 и 7,7					
	Сооружение ПС 110 кВ Окоча			110	2х25			
	Сооружение двухцепной ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Окоча I, II цепь ориентировочной протяженностью 30 км (2х15 км)	110	2х15					
	Сооружение одноцепных заходов от ВЛ 35 кВ Кислородная – Центральная с отпайкой на ПС Городская с образованием ВЛ 35 кВ Окоча – Кислородная с отпайкой на ПС Городская ориентировочной протяженностью 3,9 км и ВЛ 35 кВ Окоча – Центральная ориентировочной протяженностью 4,9 км	35	3,9 и 4,9					
	Сооружение двухцепной ЛЭП 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Ванино ориентировочной протяженностью 70 км (2х35 км)	110	2х35					
	Строительство ПС 220 кВ Джармен			220	3х25 МВА	Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ОАО «РЖД»
	Строительство новой ВЛ 220 кВ Хабаровская-Джармен	220	1х1х72			Развитие участка железной дороги	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»

№	Мероприятие	ЛЭП		Подстанции		Источник (необходимость)	Год реализации	Ответственная организация
		Напряжение, кВ	Ценность х км протяженности	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, шт. х МВА			
	ориентировочной протяженностью 72 км					Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная		
	Строительство ПС 220 кВ Вандан			220	3х25 МВА	Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ОАО «РЖД»
	Реконструкция ПС 220 кВ Литовко с сооружением 7-ми дополнительных ячеек 220 кВ					Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство новой ВЛ 220 кВ Джармен-Вандан ориентировочной протяженностью 53,5 км	220	1х1х53,5			Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство новой ВЛ 220 кВ Вандан-Литовко ориентировочной протяженностью 31,5 км	220	1х1х31,5			Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство ПС 220 кВ Санболи			220	3х25 МВА	Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ОАО «РЖД»
	Строительство новой двухцепной ВЛ 220 кВ Литовко-Санболи ориентировочной протяженностью 2 × 16,5 км	220	1х2х16,5			Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство ПС 220 кВ Хевчен			220	3х25 МВА	Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ОАО «РЖД»
	Строительство ПС 220 кВ Тейсин			220	3х25 МВА	Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ОАО «РЖД»
	Строительство новой ВЛ 220 кВ Литовко-Хевчен ориентировочной протяженностью 83 км	220	1х1х83			Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство новой ВЛ 220 кВ Хевчен-Тейсин	220	1х1х68			Развитие участка железной дороги	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»

№	Мероприятие	ЛЭП		Подстанции		Источник (необходимость)	Год реализации	Ответственная организация
		Напряжение, кВ	Ценность х км протяженности	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, шт. х МВА			
	ориентировочной протяженностью 68,5 км		,5			Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная		
	Реконструкция ПС 500 кВ Комсомольская с сооружением дополнительной ячейки 220 кВ					Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство новой ВЛ 220 кВ Тейсин-Комсомольская ориентировочной протяженностью 83,5 км	220	1х1х83,5			Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство ПС 220 кВ Комсомольск-Сортировочный			220	3х40 МВА	Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ОАО «РЖД»
	Строительство заходов на ПС 220 кВ Комсомольск-Сортировочный от ВЛ 220 кВ Комсомольская-Старт ориентировочной протяженностью 2 × 7,5 км	220	1х2х7,5			Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство ПС 220 кВ Картель			220	3х40 МВА	Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ОАО «РЖД»
	Строительство заходов на ПС 220 кВ Картель от ВЛ 220 кВ Комсомольская-Селихино №1 ориентировочной протяженностью 2 × 5,5 км	220	1х2х5,5			Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство ПС 220 кВ Пони			220	3х40 МВА	Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ОАО «РЖД»
	Строительство заходов на ПС 220 кВ Пони от ВЛ 220 кВ Селихино-Ванино ориентировочной протяженностью 2 × 0,5 км	220	1х2х0,5			Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство ПС 220 кВ Уктур-тяга			220	3х40 МВА	Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ОАО «РЖД»
	Строительство заходов на ПС 220 кВ Уктур-тяга от ВЛ	220	1х2х0,			Развитие участка железной дороги	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»

№	Мероприятие	ЛЭП		Подстанции		Источник (необходимость)	Год реализации	Ответственная организация
		Напряжение, кВ	Ценность х км протяженность,	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, шт.х МВА			
	220 кВ Уктур-Высокогорная ориентировочной протяженностью 2 × 0,1 км		1			Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная		
	Строительство ПС 220 кВ Оунэ			220	3х40 МВА	Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ОАО «РЖД»
	Строительство заходов на ПС 220 кВ Оунэ от ВЛ 220 кВ Селихино-Ванино ориентировочной протяженностью 2 × 0,5 км	220	1х2х0,5			Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство ПС 220 кВ Мули			220	3х40 МВА	Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ОАО «РЖД»
	Строительство заходов на ПС 220 кВ Мули от ВЛ 220 кВ Уктур-Высокогорная ориентировочной протяженностью 2 × 1 км	220	1х2х1			Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Реконструкция ПС 220 кВ Высокогорная с сооружением 4-х дополнительных ячеек 220 кВ					Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство заходов на ПС 220 кВ Высокогорная от ВЛ 220 кВ Селихино-Ванино ориентировочной протяженностью 2 × 0,5 км	220	1х2х0,5			Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство ПС 220 кВ Джигдаси			220	3х25 МВА	Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ОАО «РЖД»
	Строительство заходов на ПС 220 кВ Джигдаси от ВЛ 220 кВ Высокогорная-Ванино с отпайкой на Тумнин ориентировочной протяженностью 2 × 0,5 км	220	1х2х0,5			Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство ПС 220 кВ Людю			220	3х25 МВА	Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ОАО «РЖД»
	Строительство заходов на ПС 220 кВ Людю от ВЛ 220 кВ	220	1х2х0,			Развитие участка железной дороги	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»

№	Мероприятие	ЛЭП		Подстанции		Источник (необходимость)	Год реализации	Ответственная организация
		Напряжение, кВ	Ценность х км протяженности	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, шт. х МВА			
	Селихино-Ванино ориентировочной протяженностью 2 × 0,5 км		5			Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная		
	Строительство ПС 220 кВ Чепсары			220	3х25 МВА	Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ОАО «РЖД»
	Строительство заходов на ПС 220 кВ Чепсары от ВЛ 220 кВ Высокогорная-Ванино с отпайкой на Тумнин ориентировочной протяженностью 2 × 8 км	220	1х2х8			Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство ПС 220 кВ Токи			220	3х40 МВА	Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ОАО «РЖД»
	Строительство заходов на ПС 220 кВ Токи от ВЛ 220 кВ Селихино-Ванино ориентировочной протяженностью 2 × 5 км	220	1х2х5			Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство ПС 220 кВ Десна			220	3х40 МВА	Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ОАО «РЖД»
	Реконструкция ПС 220 кВ Ванино с сооружением 2-х дополнительных ячеек 220 кВ					Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство новой двухцепной ВЛ 220 кВ Ванино-Десна ориентировочной протяженностью 2 × 15 км	220	1х2х15			Развитие участка железной дороги Волочаевка II – Советская Гавань-Сортировочная	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
	Реконструкция ПС 110 кВ Белая гора с заменой двух трансформаторов с 2х6,3 на 2х16 МВА			110	2х16	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 110 кВ Бикин с заменой одного трансформатора с 10 на 16 МВА			110	16	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 110 кВ Здоровье с заменой двух трансформаторов с 2х16 на 2х25 МВА			110	2х25	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 110 кВ Многовершинная с заменой двух			110	2х16	Увеличение трансформаторной	2018*	АО «ДРСК»

№	Мероприятие	ЛЭП		Подстанции		Источник (необходимость)	Год реализации	Ответственная организация
		Напряжение, кВ	Ценность х км протяженность,	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, шт.х МВА			
	трансформаторов с 2х10 на 2х16 МВА					мощности		
	Реконструкция ПС 110 кВ Привокзальная с заменой двух трансформаторов с 2х16 на 2х25 МВА			110	2х25	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечная с заменой двух трансформаторов с 2х6,3 на 2х10 МВА			110	2х10	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ Бычиха с заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х6.3 МВА			35	2х6.3	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ Горка с заменой двух трансформаторов 6,3 и 10 МВА на 2х16 МВА ⁹			35	2х16	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ Монгохто с заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х6.3 МВА			35	2х6.3	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ ОПХ с заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х6.3 МВА			35	2х6.3	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ РП-4 с заменой одного трансформатора с 6,3 на 10 МВА			35	10	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ СВ с заменой двух трансформаторов с 2х10 на 2х16 МВА			35	2х16	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ СРЗ с заменой одного трансформатора с 6,3 на 10 МВА			35	10	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ Тепличный комбинат с заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х6.3 МВА			35	2х6,3	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ Тишкино заменой двух трансформаторов с 2х6.3 на 2х10 МВА ¹⁰			35	2х10	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ Тополево заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х10 МВА			35	2х10	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ Федоровка заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х10 МВА			35	2х10	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»

⁹ В ИП АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция по титулу: «Строительство ПС 35/6 кВ «Горка» (2х16)»

¹⁰ В ИП АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция по титулу: «Расширение ПС 35/10 кВ «Тишкино» и строительство захода существующей ВЛ 35 кВ «Тишкино-Монгохто» (Т-7Ф) на ПС 220 кВ «Ванино» (2х16)»

№	Мероприятие	ЛЭП		Подстанции		Источник (необходимость)	Год реализации	Ответственная организация
		Напряжение, кВ	Ценность х км протяженность,	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, шт. х МВА			
	Реконструкция ПС 35 кВ Центральная с заменой одного трансформатора с 10 на 16 МВА			35	16	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ Ч с заменой двух трансформаторов с 2х2,5 на 2х4 МВА			35	2х4	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 35 кВ Чегдомын заменой двух трансформаторов с 2х10 на 2х16 МВА			35	2х16	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Сооружение двух КЛ 110 кВ между ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – СДВ 1, 2 цепь и ВЛ 110 кВ НПЗ – ХЭС(С-41), ВЛ 110 кВ НПЗ – ХЭС(С-42)	110	2х6,7			Корректировка схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4	2020*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 110 кВ К с заменой 7-ми выключателей 110 кВ на новые с отключающей способностью не менее 20 кА					Превышение токами КЗ отключающей способности существующих выключателей	2018*	АО «ДРСК»
	Установка 2-х комплектов ДФЗ с ВЧ обработкой на вновь образуемых КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-4 - НПЗ с отпайками 1,2					Схема выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4	2020*	АО «ДРСК»
	Установка 2-х КСЗ на вновь образуемых КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-4 - НПЗ с отпайками 1,2					Схема выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4	2020*	АО «ДРСК»
	Установка АУВ на вновь образуемых КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-4 - НПЗ с отпайками 1,2					Схема выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4	2020*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 110 кВ АК с заменой двух трансформаторов с 2х25 на 2х32 МВА ¹¹			110	2х32	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с заменой одного трансформатора 20МВА на 25 МВА ¹²			110	2х25	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 110 кВ КАФ с заменой двух трансформаторов с 2х25 на 2х40 МВА			110	2х40	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой двух трансформаторов с 10+16 на 2х25 МВА			110	2х25	Увеличение трансформаторной мощности	2018*	АО «ДРСК»
	Реконструкция ПС 110 кВ ЮМР с заменой двух			110	2х40	Увеличение трансформаторной	2018*	АО «ДРСК»

¹¹ В ИП АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция по титулу: «Строительство ПС 110/35/6 кВ АК (2х40)»

¹² В ИП АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция по титулу: «Строительство ПС 110/35/6 кВ «Восточная» (2х40)»

№	Мероприятие	ЛЭП		Подстанции		Источник (необходимость)	Год реализации	Ответственная организация
		Напряжение, кВ	Цепность x км протяженность,	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, шт. x МВА			
	трансформаторов с 2х25 на 2х40 МВА					мощности		
	Строительство участка ВЛ 110 кВ Амур - СМР	110	2х1,8			Технологическое присоединение энергопринимающих установок	2018*	АО «ДРСК»
	Строительство ЛЭП 35 кВ для питания объектов ООО «Офис-центр»	35	2х1			Технологическое присоединение объектов ООО «Офис-центр»	2018*	АО «ДРСК»
	Строительство ВЛ 35 кВ Племярепродуктор - ОСК	35	1х2,05			Технологическое присоединение объектов в рамках расширения и реконструкции II очереди канализации в г. Хабаровск	2018*	АО «ДРСК»
	Сооружение нового центра питания 110 кВ мощностью 2х40 МВА в районе ПС 220 кВ Ванино			110	2х40	Технологическое присоединение нагрузки в районе ПС 220 кВ Ванино	2018*	АО «ДРСК»

Примечание: * - необходимость реализации мероприятия должна быть подтверждена в рамках отдельного проектирования или процедуры технологического присоединения согласно ПП №861. Срок реализации мероприятия должен быть определен на основании графика роста нагрузок потребителей, балансовых расчетов и расчетов электроэнергетических режимов, а также с учетом ПИР и СМР.

- 5.5. Разработка предложений в виде перечня необходимых мероприятий по развитию электрической сети напряжением 35 кВ и выше для ликвидации «узких мест» и укрупненные капитальные вложения в их реализацию

Для рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей Хабаровского края напряжением 35 кВ и выше, отсутствующих в СиПР ЕЭС и инвестиционных программах сетевых организаций, выполнена оценка капитальных затрат.

Стоимость реализации мероприятий по сетевому строительству определена укрупненно с использованием сборника «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ»¹³, внесенного приказом Минстроя России от 06.10.2014 № 597/пр в Федеральный реестр сметных нормативов для мероприятий на объектах ФСК.

Укрупненные стоимостные показатели в указанном стандарте приведены в базисном уровне цен 2000 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах применены индексы пересчета стоимости в соответствии с рекомендуемыми к применению Минстроем России в 3 квартале 2017 года индексами изменения сметной стоимости оборудования, строительно-монтажных работ, проектных и изыскательских работ, прочих работ и затрат¹⁴.

Индексы пересчета сметной стоимости строительства в базисном уровне цен в текущие цены 3 квартала 2017 года представлены в таблице 62.

Таблица 13 – Индексы пересчета сметной стоимости строительства в базисном уровне цен в текущие цены 1 квартала 2017 года (без НДС)

Наименование	Значение
Индекс изменения сметной стоимости оборудования	4,37
Индексы изменения сметной стоимости СМР (к ФЕР-2001):	
Воздушная прокладка провода с алюминиевыми жилами	4,26
То же для районов, приравненных к Крайнему Северу	4,30
Подземная прокладка кабеля с алюминиевыми жилами	6,10
Прочие объекты	8,07
То же для районов, приравненных к Крайнему Северу	8,15
Индекс изменения сметной стоимости проектно-изыскательских работ	4,90 ¹⁵
Индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат	8,59

¹³ Сборник утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 № 385 (в редакции приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.10.2014 № 477).

¹⁴ Письмо Минстроя России от 05.10.2017 № 35948-ХМ/09.

¹⁵ В связи с отсутствием на октябрь 2017 года установленного индекса изменения стоимости проектно-изыскательских работ на 3 квартал 2017 года принят индекс на 2 квартал 2017 года (письмо Минстроя России от 30.06.2017 № 23090-ХМ/09).

Перечень рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей Хабаровского края напряжением 35 кВ и выше и укрупненные капитальные вложения в их реализацию по основному прогнозу приведены в таблице 40.

Перечень рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей Хабаровского края напряжением 35 кВ и выше и укрупненные капитальные вложения в их реализацию по дополнительному прогнозу приведены в таблице 41.

Следует отметить, что в случае, если рекомендованные мероприятия по увеличению трансформаторной мощности ПС 35 кВ и выше предусмотрены утвержденной инвестиционной программой АО «ДРСК», то в соответствии с абзацем 3 п.5 Правил утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. №977, инвестиционные проекты по строительству в Единой энергетической системе России линий электропередачи и подстанций, проектный номинальный класс напряжения которых составляет от 110 кВ (включительно) до 220 кВ, утверждаются при условии, если указанные инвестиционные проекты обоснованы и включены в перечень реализуемых и перспективных проектов, предусмотренных схемой и программой развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации.

Таблица 14 – Перечень рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей Хабаровского края напряжением 35 кВ и выше и укрупненные капитальные вложения в их реализацию по основному прогнозу

№	Мероприятие	Линии электропередачи				Подстанции						Итоговая стоимость строительства, млн руб. без НДС	Год реализации*	Ответственная организация
		Напряже-ние,кВ	Цепность х протяжен-ность, км	Марка провода	Стоимость в ценах 3 кв 2014 года, млн руб. без НДС	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, шт.х МВА	Схема РУ/ кол-во ячеек выключателя, шт.			Стоимость в ценах 3 кв 2017 года, млн руб. без НДС			
								220 кВ	110 кВ	35 кВ				
1	Реконструкция ПС 110 кВ Белая гора с заменой двух трансформаторов с 2х6,3 на 2х16 МВА					110	2х16		110-4Н		80,22	80,22	2018	АО «ДРСК»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Бикин с заменой одного трансформатора с 10 на 16 МВА					110	16		110-3Н		40,04	40,04	2018	АО «ДРСК»
3	Реконструкция ПС 110 кВ Многовершинная с заменой двух трансформаторов с 2х10 на 2х16 МВА					110	2х16		110-4Н		90,45	90,45	2018	АО «ДРСК»
4	Реконструкция ПС 110 кВ Привокзальная с заменой двух трансформаторов с 2х16 на 2х25 МВА					110	2х25		110-5АН		94,54	94,54	2018	АО «ДРСК»
5	Реконструкция ПС 35 кВ Бычиха с заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х6,3 МВА					35	2х6.3			35-5АН	31,94	31,94	2018	АО «ДРСК»
6	Реконструкция ПС 35 кВ Горка с					35	2х16			35-4Н	25,22	25,22	2018	АО «ДРСК»

№	Мероприятие	Линии электропередачи				Подстанции						Итоговая стоимость строительства, млн	Год реализации*	Ответственная организация
		Напряже- ние,кВ	Цепность х протяжен-	Марка провода	Стоимость в ценах 3 кв 2014	Набор напряже- ний, кВ	Мощность трансформа- торов,	Схема РУ/ кол-во ячеек выключателя, шт.			Стоимость в ценах 3 кв 2017			
								220 кВ	110 кВ	35 кВ				
	заменой двух трансформаторов 6,3 и 10 МВА на 2х16 МВА ¹⁶													
7	Реконструкция ПС 35 кВ Монгохто с заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х6,3 МВА					35	2х6.3			35-5Н	32,02	32,02	2018	АО «ДРСК»
8	Реконструкция ПС 35 кВ ОПХ с заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х6,3 МВА					35	2х6.3			35-5Н	31,94	31,94	2018	АО «ДРСК»
9	Реконструкция ПС 35 кВ РП-4 с заменой одного трансформатора с 6,3 на 10 МВА					35	10			35-5Н	25,28	25,28	2018	АО «ДРСК»
10	Реконструкция ПС 35 кВ СВ с заменой двух трансформаторов с 2х10 на 2х16 МВА					35	2х16			35-4Н	60,92	60,92	2018	АО «ДРСК»
11	Реконструкция ПС 35 кВ СРЗ с заменой одного трансформатора с 6,3 на 10 МВА					35	10			35-4Н	25,22	25,22	2018	АО «ДРСК»
12	Реконструкция ПС 35 кВ Тепличный комбинат с заменой двух трансформаторов с					35	2х6,3			35-5Н	31,94	31,94	2018	АО «ДРСК»

¹⁶ В ИП АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция по титулу: «Строительство ПС 35/6 кВ «Горка» (2х16)»

№	Мероприятие	Линии электропередачи				Подстанции					Итоговая стоимость строительства, млн	Год реализации*	Ответственная организация	
		Напряже-ние,кВ	Цепность х протяжен-	Марка провода	Стоимость в ценах 3 кв 2014	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов,	Схема РУ/ кол-во ячеек выключателя, шт.						Стоимость в ценах 3 кв 2017
								220 кВ	110 кВ	35 кВ				
	2х4 на 2х6,3 МВА													
1 3	Реконструкция ПС 35 кВ Тополево заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х10 МВА					35	2х10			35-5АН	50,44	50,44	2018	АО «ДРСК»
1 4	Реконструкция ПС 35 кВ Федоровка заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х10 МВА					35	2х10			35-4Н	50,44	50,44	2018	АО «ДРСК»
1 5	Реконструкция ПС 35 кВ Центральная с заменой одного трансформатора с 10 на 16 МВА					35	16			35-5Н	30,54	30,54	2018	АО «ДРСК»
1 6	Реконструкция ПС 35 кВ Ч заменой двух трансформаторов с 2х2,5 на 2х4 МВА					35	2х4			35-5Н	20,49	20,49	2018	АО «ДРСК»
1 7	Реконструкция ПС 35 кВ Чегдомын заменой двух трансформаторов с 2х10 на 2х16 МВА					35	2х16			35-4Н	61,08	61,08	2018	АО «ДРСК»
1 8	Реконструкция ПС 110 кВ АК с заменой двух трансформаторов с 2х25 на 2х32 МВА ¹⁷					110	2х32		110-4Н		180,12	180,12	2018	АО «ДРСК»
1 9	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с заменой одного					110	2х25		110-3Н		180,12	180,12	2018	АО «ДРСК»

¹⁷ В ИП АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция по титулу: «Строительство ПС 110/35/6 кВ АК (2х40)»

№	Мероприятие	Линии электропередачи				Подстанции					Итоговая стоимость строительства, млн	Год реализации*	Ответственная организация	
		Напряже- ние,кВ	Цепность х протяжен-	Марка провода	Стоимость в ценах 3 кв 2014	Набор напряже- ний, кВ	Мощность трансформа- торов,	Схема РУ/ кол-во ячеек выключателя, шт.						Стоимость в ценах 3 кв 2017
								220 кВ	110 кВ	35 кВ				
	трансформатора 20 МВА на 25 МВА ¹⁸													
20	Реконструкция ПС 110 кВ КАФ с заменой двух трансформаторов с 2х25 на 2х40 МВА					110	2х40		110- 4Н		180,12	180,12	2018	АО «ДРСК»
21	Реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой двух трансформаторов с 10+16 на 2х25 МВА					110	2х25		110-9		102,59	102,59	2018	АО «ДРСК»
22	Реконструкция ПС 110 кВ ЮМР с заменой двух трансформаторов с 2х25 на 2х40 МВА					110	2х40		110- 4Н		180,12	180,12	2018	АО «ДРСК»
23	Реконструкция ПС 35 кВ Тишкино заменой двух трансформаторов с 2х6.3 на 2х10 МВА ¹⁹					35	2х10			35-9	61,08	61,08	2018	АО «ДРСК»
24	Реконструкция ПС 110 кВ К с заменой 7-ми выключателей 110 кВ на новые с отключающей способностью не менее 20 кА								110- 13Н/7		20,66	20,66	2018	АО «ДРСК»

¹⁸ В ИП АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция по титулу: «Строительство ПС 110/35/6 кВ «Восточная» (2х40)»

¹⁹ В ИП АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция по титулу: «Расширение ПС 35/10 кВ «Тишкино» и строительство захода существующей ВЛ 35 кВ «Тишкино-Монгохто» (Т-7Ф) на ПС 220 кВ «Ванино» (2х16)»

Примечание: * - необходимость реализации мероприятия должна быть подтверждена в рамках отдельного проектирования или процедуры технологического присоединения согласно ПП №861. Срок реализации мероприятия должен быть определен на основании графика роста нагрузок потребителей, балансовых расчетов и расчетов электроэнергетических режимов, а также с учетом ПИР и СМР.

Таблица 15 - Перечень рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей Хабаровского края напряжением 35 кВ и выше и укрупненные капитальные вложения в их реализацию по дополнительному прогнозу

№	Мероприятие	Линии электропередачи				Подстанции					Итоговая стоимость строительства, млн руб. без НДС	Год реализации*	Ответственная организация	
		Напряже-ние,кВ	Цепность х протяжен-ность, км	Марка провода	Стоимость в ценах 3 кв 2014 года, млн руб. без НДС	Набор напряже-ний, кВ	Мощность трансформа-торов, реакторов, шт.х МВА	Схема РУ/ кол-во ячеек выключателя, шт.						Стоимость в ценах 3 кв 2017 года, млн руб. без НДС
								220 кВ	110 кВ	35 кВ				
25	Реконструкция ПС 110 кВ Белая гора с заменой двух трансформаторов с 2х6,3 на 2х16 МВА					110	2х16		110-4Н		80,22	80,22	2018	АО «ДРСК»
26	Реконструкция ПС 110 кВ Бикин с заменой одного трансформатора с 10 на 16 МВА					110	16		110-3Н		40,04	40,04	2018	АО «ДРСК»
27	Реконструкция ПС 110 кВ Здоровье с заменой двух трансформаторов с 2х16 на 2х25 МВА					110	2х25		110-4Н		94,37	94,37	2018	АО «ДРСК»
28	Реконструкция ПС 110 кВ Многовершинная с заменой двух трансформаторов с 2х10 на 2х16 МВА					110	2х16		110-4Н		90,45	90,45	2018	АО «ДРСК»
29	Реконструкция ПС 110 кВ Привокзальная с заменой двух трансформаторов с 2х16 на 2х25 МВА					110	2х25		110-5АН		94,54	94,54	2018	АО «ДРСК»
3	Реконструкция ПС					110	2х10		110-12		66,74	66,74	2018	АО

№	Мероприятие	Линии электропередачи				Подстанции					Итоговая стоимость строительства, млн	Год реализации*	Ответственная организация	
		Напряже- ние,кВ	Цепность х протяжен-	Марка провода	Стоимость в ценах 3 кв 2014	Набор напряже- ний, кВ	Мощность трансформа- торов,	Схема РУ/ кол-во ячеек выключателя, шт.						Стоимость в ценах 3 кв 2017 года,
								220 кВ	110 кВ	35 кВ				
	110 кВ Солнечная с заменой двух трансформаторов с 2х6,3 на 2х10 МВА													«ДРСК»
3 1	Реконструкция ПС 35 кВ Бычиха с заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х6.3 МВА					35	2х6.3			35- 5АН	31,94	31,94	2018	АО «ДРСК»
3 2	Реконструкция ПС 35 кВ Горка с заменой двух трансформаторов 6,3 и 10 МВА на 2х16 МВА ²⁰					35	2х16			35-4Н	25,22	25,22	2018	АО «ДРСК»
3 3	Реконструкция ПС 35 кВ Монгохто с заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х6.3 МВА					35	2х6.3			35-5Н	32,02	32,02	2018	АО «ДРСК»
3 4	Реконструкция ПС 35 кВ ОПХ с заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х6.3 МВА					35	2х6.3			35-5Н	31,94	31,94	2018	АО «ДРСК»
3 5	Реконструкция ПС 35 кВ РП-4 с заменой одного трансформатора с 6,3 на 10 МВА					35	10			35-5Н	25,28	25,28	2018	АО «ДРСК»
3 6	Реконструкция ПС 35 кВ СВ с заменой двух трансформаторов с					35	2х16			35-4Н	60,92	60,92	2018	АО «ДРСК»

²⁰ В ИП АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция по титулу: «Строительство ПС 35/6 кВ «Горка» (2х16)»

№	Мероприятие	Линии электропередачи				Подстанции					Итоговая стоимость строительства, млн	Год реализации*	Ответственная организация	
		Напряжение,кВ	Цепность х протяжен-	Марка провода	Стоимость в ценах 3 кв 2014	Набор напряже- ний, кВ	Мощность трансформа- торов,	Схема РУ/ кол-во ячеек выключателя, шт.						Стоимость в ценах 3 кв 2017 года,
								220 кВ	110 кВ	35 кВ				
	2х10 на 2х16 МВА													
3 7	Реконструкция ПС 35 кВ СРЗ с заменой одного трансформатора с 6,3 на 10 МВА					35	10			35-4Н	25,22	25,22	2018	АО «ДРСК»
3 8	Реконструкция ПС 35 кВ Тепличный комбинат с заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х6.3 МВА					35	2х6,3			35-5Н	31,94	31,94	2018	АО «ДРСК»
3 9	Реконструкция ПС 35 кВ Тополево заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х10 МВА					35	2х10			35- 5АН	50,44	50,44	2018	АО «ДРСК»
4 0	Реконструкция ПС 35 кВ Федоровка заменой двух трансформаторов с 2х4 на 2х10 МВА					35	2х10			35-4Н	50,44	50,44	2018	АО «ДРСК»
4 1	Реконструкция ПС 35 кВ Центральная с заменой одного трансформатора с 10 на 16 МВА					35	16			35-5Н	30,54	30,54	2018	АО «ДРСК»
4 2	Реконструкция ПС 35 кВ Ч с заменой двух трансформаторов с 2х2,5 на 2х4 МВА					35	2х4			35-5Н	20,49	20,49	2018	АО «ДРСК»
4 3	Реконструкция ПС 35 кВ Чегдомын заменой двух					35	2х16			35-4Н	61,08	61,08	2018	АО «ДРСК»

№	Мероприятие	Линии электропередачи				Подстанции					Итоговая стоимость строительства, млн	Год реализации*	Ответственная организация	
		Напряженье,кВ	Цепность х протяжен-	Марка провода	Стоимость в ценах 3 кв 2014	Набор напряже- ний, кВ	Мощность трансформа- торов,	Схема РУ/ кол-во ячеек выключателя, шт.						Стоимость в ценах 3 кв 2017 года,
								220 кВ	110 кВ	35 кВ				
	трансформаторов с 2х10 на 2х16 МВА													
4 4	Сооружение двух КЛ 110 кВ между ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – СДВ 1, 2 цепь и ВЛ 110 кВ НПЗ – ХЭС(С-41), ВЛ 110 кВ НПЗ – ХЭС(С-42)	110	2х6,7	АПвП- 400	849,41							849,41	2020	АО «ДРСК»
4 5	Реконструкция ПС 110 кВ К с заменой 7-ми выключателей 110 кВ на новые с отключающей способностью не менее 20 кА								110- 13Н/7		20,66	20,66	2018	АО «ДРСК»
4 6	Установка 2-х комплектов ДФЗ с ВЧ обработкой на вновь образуемых КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-4 - НПЗ с отпайками 1,2										13,42	13,42	2020	АО «ДРСК»
4 7	Установка 2-х КСЗ на вновь образуемых КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-4 - НПЗ с отпайками 1,2										8,69	8,69	2020	АО «ДРСК»
4 8	Установка АУВ на вновь образуемых КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-4 - НПЗ с отпайками 1,2										3,15	3,15	2020	АО «ДРСК»
4	Реконструкция ПС 110 кВ АК с заменой					110	2х32		110-4Н		180,12	180,12	2018	АО «ДРСК»

№	Мероприятие	Линии электропередачи				Подстанции					Итоговая стоимость строительства, млн	Год реализации*	Ответственная организация	
		Напряжение,кВ	Цепность х протяжен-	Марка провода	Стоимость в ценах 3 кв 2014	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов,	Схема РУ/ кол-во ячеек выключателя, шт.						Стоимость в ценах 3 кв 2017 года,
								220 кВ	110 кВ	35 кВ				
	двух трансформаторов с 2х25 на 2х32 МВА ²¹													
50	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с заменой одного трансформатора 20 МВА на 25 МВА ²²					110	2х25		110-3Н		180,12	180,12	2018	АО «ДРСК»
51	Реконструкция ПС 110 кВ КАФ с заменой двух трансформаторов с 2х25 на 2х40 МВА					110	2х40		110-4Н		180,12	180,12	2018	АО «ДРСК»
52	Реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой двух трансформаторов с 10+16 на 2х25 МВА					110	2х25		110-9		102,59	102,59	2018	АО «ДРСК»
53	Реконструкция ПС 110 кВ ЮМР с заменой двух трансформаторов с 2х25 на 2х40 МВА					110	2х40		110-4Н		180,12	180,12	2018	АО «ДРСК»
54	Реконструкция ПС 35 кВ Тишкино заменой двух трансформаторов 2х6.3 на 2х10 МВА ²³					35	2х10			35-9	61,08	61,08	2018	АО «ДРСК»
55	Сооружение нового центра питания 110 кВ мощностью					110	2х40		110-4Н/2		348,85	348,85	2022	АО «ДРСК»

²¹ В ИП АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция по титулу: «Строительство ПС 110/35/6 кВ АК (2х40)»

²² В ИП АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция по титулу: «Строительство ПС 110/35/6 кВ «Восточная» (2х40)»

²³ В ИП АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция по титулу: «Расширение ПС 35/10 кВ «Тишкино» и строительство захода существующей ВЛ 35 кВ «Тишкино-Монгохто» (Т-7Ф) на ПС 220 кВ «Ванино» (2х16)»

№	Мероприятие	Линии электропередачи				Подстанции					Итоговая стоимость строительства, млн	Год реализации*	Ответственная организация	
		Напряжение,кВ	Цепность х протяжен-	Марка провода	Стоимость в ценах 3 кв 2014	Набор напряже- ний, кВ	Мощность трансформа- торов,	Схема РУ/ кол-во ячеек выключателя, шт.						Стоимость в ценах 3 кв 2017 года,
								220 кВ	110 кВ	35 кВ				
	2х40 МВА в районе ПС 220 кВ Ванино													

Примечание: * - необходимость реализации мероприятия должна быть подтверждена в рамках отдельного проектирования или процедуры технологического присоединения согласно ПП №861. Срок реализации мероприятия должен быть определен на основании графика роста нагрузок потребителей, балансовых расчетов и расчетов электроэнергетических режимов, а также с учетом ПИР и СМР

5.6. Формирование сводных данных по развитию электрической сети напряжением ниже 500 кВ с выделением сводных данных для сети ниже 110 кВ (для каждого года)

В таблице 42 представлены сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 500 кВ, рекомендуемые к вводу в рамках основного прогноза.

Таблица 16 – Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 500 кВ, рекомендуемые к вводу в рамках основного прогноза

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого за 5 лет
Ввод ВЛ 500 кВ, км	0	0	0	0	0	450	450
Ввод ВЛ 220 кВ, км	473,23	0	16	0	0	0	489,23
Ввод ВЛ 110 кВ, км	0	13,6	102,5	0	0	0	116,1
Ввод ВЛ 35 кВ, км	0	4,05	29,2	0,71	0	0	33,96
Ввод ПС 500 кВ, МВА	0	0	0	0	0	0	0
Ввод ПС 220 кВ, МВА	321	0	0	0	0	0	321
Ввод ПС 110 кВ, МВА	0	500	230	0	0	0	730
Ввод ПС 35 кВ, МВА	0	240,4	0	0	0	0	240,4
Ввод ШР 500 кВ, МВА _р	0	0	0	0	0	360	360
Ввод ШР 220 кВ, МВА _р	75	0	0	0	0	0	75

В таблице 43 представлены сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 500 кВ, рекомендуемые к вводу в рамках дополнительного прогноза.

Таблица 17 – Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 500 кВ, рекомендуемые к вводу в рамках основного прогноза

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого за 5 лет
Ввод ВЛ 500 кВ, км	0	0	0	0	0	450	450
Ввод ВЛ 220 кВ, км	473,23	0	530,2	0	0	0	1003,43
Ввод ВЛ 110 кВ, км	0	13,6	102,5	13,4	0	0	129,5
Ввод ВЛ 35 кВ, км	0	4,05	29,2	0,71	0	0	33,96
Ввод ПС 500 кВ, МВА	0	0	0	0	0	0	0
Ввод ПС 220 кВ, МВА	321	0	1560	0	0	0	1881
Ввод ПС 110 кВ, МВА	0	650	150	0	0	0	800
Ввод ПС 35 кВ, МВА	0	240,4	0	0	0	0	240,4
Ввод ШР 500 кВ, МВА _р	0	0	0	0	0	360	360
Ввод ШР 220 кВ, МВА _р	75	0	0	0	0	0	75

- 5.7. Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Хабаровского края, с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей.

Плановые значения показателя надежности рассчитывается по данным территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии в автономном округе, с учетом требований, указанных в методических указаниях, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2016 года N 1256 «Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций».

Плановые значения показателя надежности приняты на основании Постановлений Комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского края № 41/6 от 27.12.2017 «Об установлении долгосрочных параметров регулирования для территориальной сетевой организации филиала АО «ДРСК» «Хабаровские электрические сети» на 2018-2022 годы», № 49/19 от 23.12.2016 «О внесении изменений в постановление комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского края от 26.12.2014 № 43/16», № 49/9 от 23.12.2016 «О внесении изменений в постановление комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского края от 26.12.2014 № 43/13», № 49/3 от 23.12.2016 «Об установлении индивидуальных цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии (мощности) по сетям открытого акционерного общества «Ванинский морской торговый порт» для взаиморасчетов с акционерным обществом «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (филиал «Хабаровские электрические сети») на долгосрочный период регулирования 2017 – 2019 годы», № 49/12 от 23.12.2016 «О внесении изменений в постановление комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского края от 24.12.2014 № 42/19», № 49/1 от 23.12.2016 «Об установлении индивидуальных цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии (мощности) по сетям ООО ТСО «Городские электросети» в Советско-Гаванском муниципальном районе для взаиморасчетов с акционерным обществом «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (филиал «Хабаровские электрические сети») на долгосрочный период регулирования 2017 – 2019 годы», № 49/18 от 23.12.2016 «О внесении изменений в постановление комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского края от 26.02.2014 № 43/15», № 49/7 от 23.12.2016 «О внесении изменений в постановление комитета

по ценам и тарифам Правительства Хабаровского края от 26.12.2014 № 43/9», № 49/10 от 23.12.2016 «О внесении изменений в постановление комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского края от 30.12.2014 № 44/5», № 49/22 от 23.12.2016 «О внесении изменений в постановление комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского края от 26.12.2014 № 43/19», № 43/17 от 26.12.2014 «Об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии (мощности) по сетям ООО «Трансэнерго» в г. Хабаровске для взаиморасчетов с акционерным обществом «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (филиал «Хабаровские электрические сети») на долгосрочный период регулирования 2017 – 2019 годы», № 41/8 от 27.12.2017 «Об установлении индивидуальных цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии (мощности) по сетям общества с ограниченной ответственностью «Электрические сети» в поселке Солнечный для взаиморасчетов с акционерным обществом «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (филиал «Хабаровские электрические сети») на 2018 – 2022 годы», № 49/2 от 23.12.2016 «Об установлении индивидуальных цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии (мощности) по сетям Муниципального казенного предприятия «Энергия» для взаиморасчетов с акционерным обществом «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (филиал «Хабаровские электрические сети») на долгосрочный период регулирования 2017 – 2021 годы», № 49/5 от 23.12.2016 «О внесении изменений в постановление комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского края от 26.12.2014 № 43/11», № 42/16 от 24.12.2014 «Об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии, установленных на основе долгосрочных параметров регулирования, по сетям общества с ограниченной ответственностью «Тунгусские электрические сети» в г. Хабаровске для взаиморасчетов с акционерным обществом «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (филиал «Хабаровские электрические сети») на долгосрочный период регулирования 2015 – 2019 годы», № 42/15 от 24.12.2014 «Об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии, установленных на основе долгосрочных параметров регулирования, по сетям ПАО «Авиационная холдинговая компания «Сухой» (филиал Комсомольский-на-Амуре авиационный завод имени Ю.А. Гагарина)» для взаиморасчетов с акционерным обществом «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (филиал «Хабаровские электрические сети») на долгосрочный период регулирования 2015 – 2019 годы», № 49/3 от 23.12.2016 «Об установлении индивидуальных цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии (мощности) по сетям открытого акционерного общества «Ванинский морской торговый порт» для взаиморасчетов с акционерным обществом «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (филиал «Хабаровские электрические сети») на долгосрочный период регулирования 2017 – 2019 годы», № 49/14 от 23.12.2016 «О внесении изменений в постановление комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского края от 24.12.2014

№ 42/21», № 41/5 от 27.12.2017 «Об установлении индивидуальных цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии (мощности) по сетям МУП «Генерирующие электрические сети» Нанайского муниципального района Хабаровского края для взаиморасчетов с акционерным обществом «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (филиал «Хабаровские электрические сети») на долгосрочный период регулирования 2018 – 2020 годы», № 50/5 от 28.12.2016 «Об установлении индивидуальных цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии (мощности) по сетям общества с ограниченной ответственностью «Бикинские электрические сети» для взаиморасчетов с акционерным обществом «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (филиал «Хабаровские электрические сети») на 2017 год», № 43/10 от 26.12.2014 «Об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям МУП «Распределительные электрические сети Хабаровского муниципального района» для взаиморасчетов с акционерным обществом «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (филиал «Хабаровские электрические сети») на долгосрочный период регулирования 2015 – 2019 годы» и учитывают темп улучшения показателя с учетом п.4.1.1 приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2016 года N 1256 «Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций», принимаемого равным 0,015.

5.8. Карта-схема размещения объектов электроэнергетики на 2018-2022 годы

Карты-схемы с нанесением действующих в настоящее время на территории Хабаровского края электрических станций мощностью 5 МВт и более, электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, с выделением условным обозначением вводимых в предстоящие 5 лет электростанций мощностью 5 МВт и более, электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше для основного и дополнительного балансов представлены в приложении В.

5.9. Развитие генерации и источников тепловой энергии

Перечень планируемых к строительству генерирующих мощностей на электростанциях Хабаровского края на 2018-2022 годы представлен в таблице 44.

Таблица 18 – Перечень планируемых к строительству генерирующих мощностей на электростанциях Хабаровского края на 2018-2022 годы

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Вид топлива	Тип ввода/ демонтажа	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого за период
В рамках основного прогноза потребления Хабаровского края								
Совгаванская ТЭЦ АО «ТЭЦ в г. Советская Гавань»								
1 Т-60-130	Уголь Ургальский	новое строительство		63				63
2 Т-60-130	Уголь Ургальский	новое строительство		63				63
Всего по станции				126				126
В рамках дополнительного прогноза потребления Хабаровского края								
Хабаровская ТЭЦ-4 ПАО «РАО ЭС Востока»								
1 ГТ ТЭЦ	Газ природный	новое строительство			120			125
2 ГТ ТЭЦ	Газ природный	новое строительство				250		250
Всего по станции					125	250		375

Структура установленной электрической мощности электростанций Хабаровского края, формируемой к 2022 году в рамках основного прогноза, в графическом виде представлена на рисунке 25.

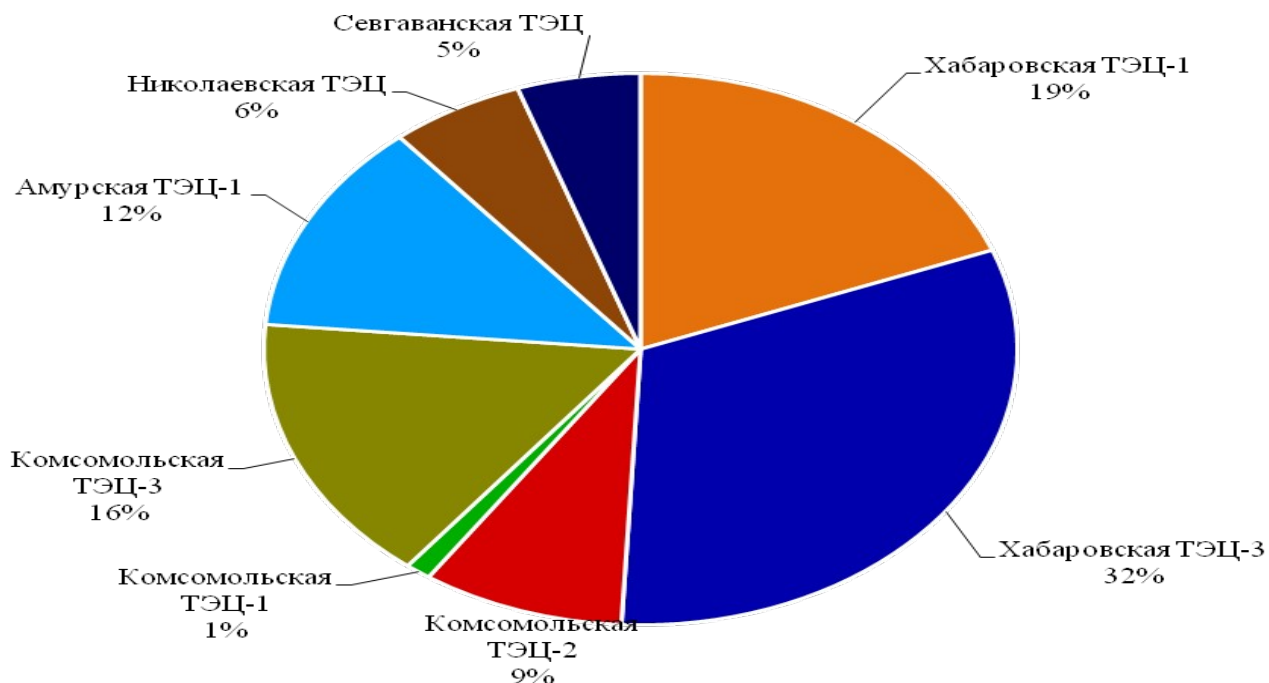


Рисунок 25 - Структура установленной электрической мощности электростанций Хабаровского края, формируемой к 2022 году в рамках основного прогноза

Структура установленной электрической мощности электростанций Хабаровского края, формируемой к 2022 году в рамках дополнительного прогноза, в графическом виде представлена на рисунке 26.

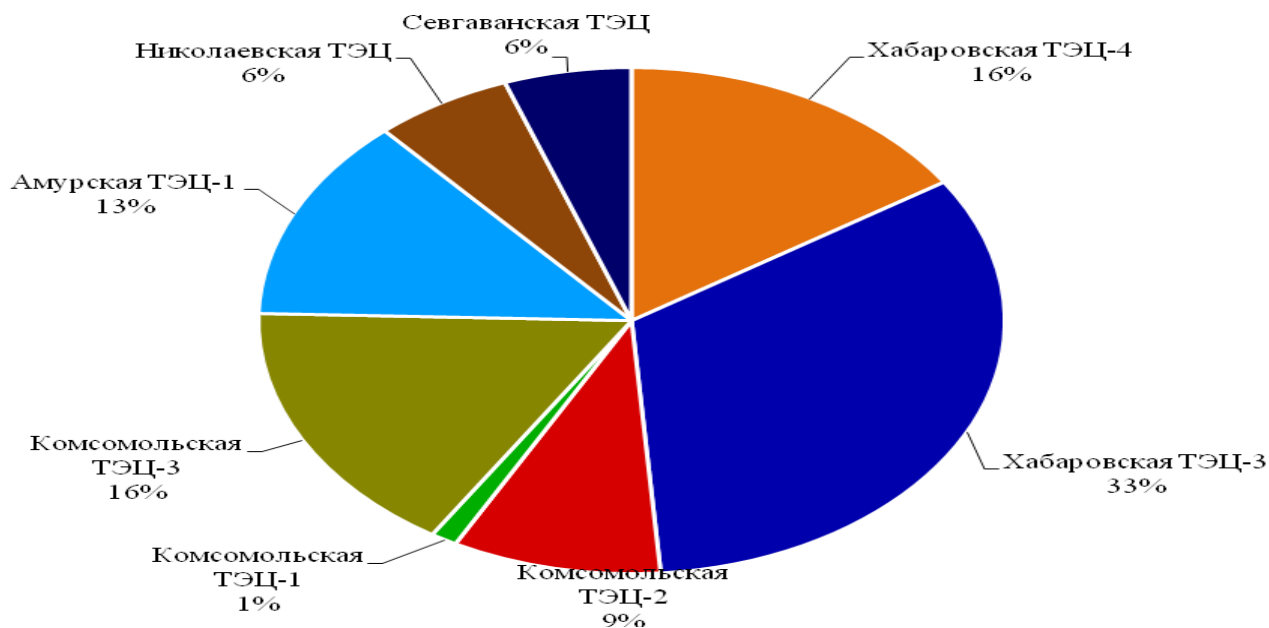


Рисунок 26 - Структура установленной электрической мощности электростанций Хабаровского края, формируемой к 2022 году в рамках дополнительного прогноза

Кроме того, на территории Хабаровского края в автономном режиме работают 64 муниципальных электростанций. Установленная мощность электростанций составляет от 30 до 9300 кВт, суммарная годовая выработка электроэнергии – более 132,0 млн. кВт час. На электростанциях установлены дизель-генераторы 40 типов и модификаций, выпущенных различными заводами-изготовителями, в том числе дальнего и ближнего зарубежья. Около 80% дизельных электростанций края расположены в местах с ограниченными сроками завоза грузов.

Обновление основных фондов ДЭС является одной из основных задач, направленной на обеспечение устойчивого и надежного электроснабжения населения и социальных объектов, расположенных в труднодоступных автономных районах края.

В государственную программу до 2020 года «Повышение качества жилищно-коммунального обслуживания населения Хабаровского края» внесены мероприятия по приобретению новых генерирующих электрическую энергию агрегатов. При этом основное внимание уделяется применению современных высокоэффективных технологий когенерации тепла.

До 2020 года планируется приобретение дополнительных газопоршневых агрегатов на Богородскую ТЭЦ и на газопоршневую электростанцию с. Аннинские Воды с когенерацией тепла.

В рамках программы развития газоснабжения и газификации в 2020-2021 г. будет осуществляться строительство новой электростанции в с. Софийск Ульчского муниципального района с применением технологии когенерации тепла.

Кроме того, по зоне децентрализованного электроснабжения с 2020 по 2022 г. планируется модернизация Охотской ДЭС мощностью 9,3 МВт на которой из 11

ед. дизель-генераторов единичной мощностью 800 кВт 9 ед. выработали свой моторесурс и нуждаются в замене. Создана рабочая группа, которая рассматривает наиболее оптимальный вариант. При модернизации планируется использовать технологию когенерации тепла.

5.9.1. Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований Хабаровского края на 5-летний период

Мероприятия по развитию теплосетевого хозяйства АО «Дальневосточная генерирующая компания» на территории Хабаровского края на период до 2022 года приведены в таблице 45.

Таблица 19 – Мероприятия по развитию теплосетевого хозяйства АО «Дальневосточная генерирующая компания» на территории Хабаровского края на период до 2022 года

№	Мероприятие	Сроки реализации	Эффект от реализации
1	Реконструкция действующих тепловых сетей г. Комсомольск-на Амуре, г. Амурске. Разработка и внедрение конструкторских решений по реконструкции тепловых сетей г. Комсомольск-на Амуре, г. Амурске с изменением способа прокладки и применением новых изоляционных материалов	2017-2022	Снижение потерь тепловой энергии, повышение надежности теплоснабжения потребителей г. Комсомольск-на Амуре, г. Амурске
2	Реконструкция действующих тепловых сетей г. Хабаровска. Разработка и внедрение конструкторских решений по реконструкции тепловых сетей г. Хабаровска с изменением способа прокладки и применением новых изоляционных материалов	2017 - 2022	Снижение потерь тепловой энергии, повышение надежности теплоснабжения потребителей г. Хабаровска
3	Реконструкция ТМ-25 от ХТЭЦ-2 и ПНС № 813 "Прибрежная" ХТС	2010-2025	Теплоснабжение перспективной жилой застройки
4	Реконструкция теплотрассы по ул. Промышленная-Саратовская с применением инновационных технологий ППУ и ОДК (с увеличением Ду 300 до Ду 600 L=604 п.м.) ХТС	2010 - 2020	Повышение пропускной способности тепловых сетей, теплоснабжение перспективной жилой застройки
5	Реконструкция ТМ-33 от ХТЭЦ-3 с применением инновационных технологий ППУ и ОДК	2009-2021	Повышение пропускной способности тепловых сетей, теплоснабжение перспективной жилой застройки
6	Реконструкция ТМ-31 блок 394 от узла 393 (ул.Карла-Маркса) до узла 199 (ул. Промышленная), Ду700/800 мм, L =2.8 км. ХТС	2017-2019	Повышение пропускной способности тепловых сетей, теплоснабжение перспективной жилой застройки

№	Мероприятие	Сроки реализации	Эффект от реализации
7	Реконструкция ПНС-4 ХТС	2016-2019	Повышение пропускной способности тепловых сетей, теплоснабжение перспективной жилой застройки
8	Строительство тепловой сети от границы земельного участка объекта "Дальневосточный учебно- спортивный центр подготовки" по адресу: г. Хабаровск, ул. Глинная - ул. Черепичная до котельной в Волочаевском городке г. Хабаровска	2017-2020	Теплоснабжение объекта "Дальневосточный учебно-спортивный центр подготовки" по адресу: г. Хабаровск, ул. Глинная - ул. Черепичная
9	Строительство котельной в Волочаевском городке г. Хабаровска	2013-2018	Теплоснабжение перспективной застройки г. Хабаровска
10	Строительство подкачивающей насосной станции "Таежная" в г. Комсомольске-на-Амуре СП "КТС"	2017-2023	Повышение надежности теплоснабжения потребителей г. Комсомольска-на-Амуре
11	Строительство ТМ-35 от ХТЭЦ-3	2017 - 2019	Теплоснабжение перспективной жилой застройки г. Хабаровска
12	Строительство схемы выдачи тепловой мощности ТЭЦ в г. Советская Гавань. Строительство магистральной теплосети*. Строительство ЦТП для передачи мощности от магистральной теплосети ТЭЦ в г. Советская Гавань. Строительство диспетчерского пункта. Строительство ремонтно- эксплуатационной базы	2017-2020	Организация централизованного теплоснабжения г. Советская Гавань от ТЭЦ в г. Советская Гавань

Примечание: * строительство магистральной сети курирует ПАО «Русгидро»

6. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе

Потребность в топливе электростанций и котельных филиалов АО «Дальневосточная генерирующая компания» Хабаровская генерация и Хабаровская теплосетевая компания представлена в таблицах 46 – 47 (УРУТ – удельный расход условного топлива).

Таблица 46– Потребность в топливе филиала АО «Дальневосточная генерирующая компания» Хабаровская генерация

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Расход, тыс.тут	4057	4324,8	4340,5	4468,5	4428,7	4431,2
УРУТ на э/э, г/кВтч	353,2	353,1	355,9	350,4	348,4	348,7
УРУТ на т/э, кг/Гкал	148,9	149,5	150	150,4	149,6	149,8
Уголь расход, тыс.тут	1616,5	1760,3	1735,5	1890,1	1847,3	1848,8
Уголь расход, тыс.тнт	2136,5	2294,7	2254,7	2459,5	2397,2	2399,0
Газ расход, тыс.тут	2411,6	2527,8	2568,6	2555,1	2558,1	2559,1
Газ расход, млн м ³	1971,3	2071,9	2 105,4	2094,3	2096,8	2097,6

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Мазут расход, тыс.тут	10,233	16,844	16,610	16,035	16,035	16,035
Мазут расход, тыс.тнт	7,394	12,206	12,036	11,620	11,620	11,620
Диз. топливо расход, тыс. тут	18,613	19,835	19,826	7,260	7,260	7,260
Диз. топливо расход, тыс. тнт	12,841	13,679	13,673	5,007	5,007	5,007

Таблиц 47– Потребность в топливе филиала АО «Дальневосточная генерирующая компания» Хабаровская теплосетевая компания

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Расход, тыс.тут	282,7	298,9	298,9	298,9	298,9	298,9
УРУТ на э/э, г/кВтч	0	0	0	0	0	0
УРУТ на т/э, кг/Гкал	173,6	173,8	173,8	173,8	173,8	173,8
Уголь расход, тыс.тут	130,5	136,7	136,7	136,7	136,7	136,7
Уголь расход, тыс.тнт	232,3	243,4	243,4	243,4	243,4	243,4
Газ расход, тыс.тут	151,7	161,7	161,7	161,7	161,7	161,7
Газ расход, млн м ³	123,8	132,1	132,1	132,1	132,1	132,1
Мазут расход, тыс.тут	0,478	0,543	0,543	0,543	0,543	0,543
Мазут расход, тыс.тнт	0,344	0,392	0,392	0,392	0,392	0,392
Диз. топливо расход, тыс. тут	0,021	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Диз. топливо расход, тыс. тнт	0,014	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003

7. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Хабаровского края

Информация о наличии выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Хабаровского края представлена в таблице 48

Таблица 48 – Информация о наличии выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Хабаровского края

Муниципальное образование	Наличие схемы теплоснабжения
Итого, штук:	161
г. Хабаровск	да
г. Комсомольск-на-Амуре	да
<i>Амурский муниципальный район, штук:</i>	7
г. Амурск	да
пгт. Эльбан	да
Сельское поселение Село Ачан	нет
Вознесенское сельское поселение	да
Литовское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Джуен	нет
Сельское поселение Село Омми	да
Падалинское сельское поселение	да
Санболинское сельское поселение	нет
Болоньское сельское поселение	да
<i>Аяно-Майский муниципальный район, штук:</i>	4
Сельское поселение Село Аян	да
Аимское сельское поселение	да
Джигдинское сельское поселение	да

Муниципальное образование	Наличие схемы теплоснабжения
Нельканское сельское поселение	да
<i>Бикинский муниципальный район, итук:</i>	3
г. Бикин	да
Бойцовское сельское поселение	нет
Сельское поселение Село Добролюбово	нет
Сельское поселение Село Лесопильное	нет
Лермонтовское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Лончаково	да
Оренбургское сельское поселение	нет
Сельское поселение Село Покровка	нет
Сельское поселение Село Пушкино	нет
<i>Ванинский муниципальный район, итук:</i>	8
пгт. Ванино	да
пгт. Высокогорный	нет
пгт. Октябрьский	да
Даттинское сельское поселение	да
Кенадское сельское поселение	нет
Сельское поселение Поселок Монгохто	да
Сельское поселение Поселок Токи	да
Тулучинское сельское поселение	да
Сельское поселение Поселок Тумнин	да
Уська-Орочское сельское поселение	да
<i>Верхнебуреинский муниципальный район, итук:</i>	10
пгт. Чегдомын	да
пгт. Новый Ургал	да
Тырминское сельское поселение	да
Сельское поселение Поселок Алонка	да
Аланпское сельское поселение	да
Сулукское сельское поселение	да
Сельское поселение поселок Софийск	да
Сельское поселение Поселок Герби	да
Сельское поселение Село Усть-Ургал	нет
Среднеургальское сельское поселение	нет
Согдинское сельское поселение	нет
Чекундинское сельское поселение	да
Сельское поселение Поселок Этыркэн	да
<i>Вяземский муниципальный район, итук:</i>	19
г. Вяземский	да
Сельское поселение поселок Дормидонтовка	да
Сельское поселение Село Венюково	да
Сельское поселение Село Видное	да
Виноградовское сельское поселение	да
Глебовское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Дормидонтовка	да
Сельское поселение Село Забайкальское	да
Сельское поселение Село Капитоновка	да
Сельское поселение Село Кедрово	да
Котиковское сельское поселение	да

Муниципальное образование	Наличие схемы теплоснабжения
Сельское поселение Село Красицкое	да
Сельское поселение Село Кукелево	да
Сельское поселение Поселок Медвежий	да
Сельское поселение Село Аван	да
Сельское поселение Село Отрадное	да
Сельское поселение Село Садовое	да
Сельское поселение Село Шереметьево	да
Сельское поселение Поселок Шумный	да
<i>Комсомольский муниципальный район, штук:</i>	18
Гурское сельское поселение	да
Бельговское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Боктор	да
Сельское поселение Село Большая Картель	нет
Верхнетамбовское сельское поселение	нет
Гайтерское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Даппы	да
Кенайское сельское поселение	да
Сельское поселение Поселок Молодежный	да
Нижнетамбовское сельское поселение	да
Нижнехалбинское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Новоильиновка	нет
Сельское поселение Село Новый Мир	да
Сельское поселение Село Пивань	да
Селихинское сельское поселение	да
Снеженское сельское поселение	да
Уктурское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Хурба	да
Галичное сельское поселение	да
Ягодненское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Верхняя Эконь	да
<i>Им. Лазо муниципальный район, штук:</i>	17
пгт. Переяславка	да
пгт. Мухен	да
пгт. Хор	да
Бичевское сельское поселение	да
Георгиевское сельское поселение	да
Гвасюгинское сельское поселение	да
Долминское сельское поселение	нет
Сельское поселение Поселок Дурмин	да
Сельское поселение Поселок Золотой	да
Кондратьевское сельское поселение	да
Кругликовское сельское поселение	нет
Марусинское сельское поселение	да
Могилевское сельское поселение	да
Оборское сельское поселение	да
Полетненское сельское поселение	да
Святогорское сельское поселение	нет
Сельское поселение Поселок Сидима	да

Муниципальное образование	Наличие схемы теплоснабжения
Ситинское сельское поселение	да
Сельское поселение Поселок Сукпай	да
Черняевское сельское поселение	да
<i>Нанайский муниципальный район, итук:</i>	7
Сельское поселение Село Троицкое	да
Арсеньевское сельское поселение	нет
Сельское поселение Село Верхняя Манома	нет
Сельское поселение Село Дада	нет
Сельское поселение Село Джари	нет
Сельское поселение Поселок Джонка	да
Дубовомысское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Иннокентьевка	да
Лидогинское сельское поселение	да
Верхнеренгенское сельское поселение	нет
Сельское поселение Село Маяк	да
Найхинское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Нижняя Манома	нет
Синдинское сельское поселение	нет
<i>Николаевский муниципальный район, итук:</i>	9
г. Николаевск-на-Амуре	да
пгт. Лазарев	да
пгт. Многовершинный	да
Магинское сельское поселение	да
Иннокентьевское сельское поселение	нет
Члянское сельское поселение	нет
Красносельское сельское поселение	да
Нигирское сельское поселение	нет
Нижепронгенское сельское поселение	нет
Озерпахское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Орель-Чля	нет
Константиновское сельское поселение	да
Пуирское сельское поселение	да
Оремифское сельское поселение	да
<i>Охотский муниципальный район, итук:</i>	4
пгт. Охотск	да
Аркинское сельское поселение	нет
Булгинское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Вострецово	да
Инское сельское поселение	нет
Сельское поселение Поселок Морской	нет
Сельское поселение Поселок Новое Устье	да
Резидентское сельское поселение	нет
<i>Им. Полины Осипенко муниципальный район, итук:</i>	4
Бриаганское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Владимировка	да
Сельское поселение Село имени Полины Осипенко	да
Сельское поселение Село Удинск	нет
Херпучинское сельское поселение	да

Муниципальное образование	Наличие схемы теплоснабжения
<i>Советско-Гаванский муниципальный район, итук:</i>	5
г. Советская Гавань	да
пгт. Заветы Ильича	да
пгт. Лососина	да
пгт. Майский	да
Гаткинское сельское поселение	да
<i>Солнечный муниципальный район, итук:</i>	9
пгт. Солнечный	да
пгт. Горный	нет
Сельское поселение Поселок Амгунь	да
Березовское сельское поселение	да
Сельское поселение Поселок Горин	да
Сельское поселение Поселок Джамку	да
Дукинское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Кондон	да
Харпичанское сельское поселение	нет
Хурмулинское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Эворон	да
<i>Тугуро-Чумиканский муниципальный район, итук:</i>	1
Сельское поселение Село Чумикан	да
Сельское поселение Село Алгазья	нет
Сельское поселение Село Тором	нет
Сельское поселение Село Тугур	нет
Сельское поселение Село Удское	нет
<i>Ульчский муниципальный район, итук:</i>	13
Сельское поселение Село Богородское	да
Сельское поселение Село Булава	да
Быстринское сельское поселение	да
Де-Кастринское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Дуди	да
Сельское поселение Село Калиновка	нет
Киселевское сельское поселение	да
Мариинское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Нижняя Гавань	нет
Савинское сельское поселение	нет
Санниковское сельское поселение	да
Солонцовское сельское поселение	нет
Сельское поселение Село Софийск	да
Сусанинское сельское поселение	да
Тахтинское сельское поселение	да
Тырское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Ухта	нет
Сельское поселение Поселок Циммермановка	да
<i>Хабаровский муниципальный район, итук:</i>	21
пгт. Корфовский	да
Анастасьевское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Бычиха	да
Галкинское сельское поселение	да

Муниципальное образование	Наличие схемы теплоснабжения
Дружбинское сельское поселение	да
Елабужское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Ильинка	да
Сельское поселение Село Казакевичево	да
Князе-Волконское сельское поселение	да
Корсаковское сельское поселение	да
Куканское сельское поселение	да
Малышевское сельское поселение	да
Мирненское сельское поселение	да
Мичуринское сельское поселение	да
Наумовское сельское поселение	нет
Сельское поселение Село Некрасовка	да
Сельское поселение Село Новокуровка	да
Осиновореченское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Петропавловка	нет
Побединское сельское поселение	нет
Ракитненское сельское поселение	да
Сергеевское сельское поселение	да
Сельское поселение Село Сикачи-Алян	нет
Тополевское сельское поселение	да
Улика-Национальное сельское поселение	нет
Сельское поселение Село Челны	нет
Восточное сельское поселение	да

8. Разработка предложений по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Хабаровского края с учетом максимального развития в регионе когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ с одновременным выбытием котельных

В соответствии с дополнительным прогнозом, в г. Хабаровске (энергорайон Правобережье) предполагается демонтаж Хабаровской ТЭЦ-1 и строительство Хабаровской ТЭЦ-4 (электрическая мощность – 375 МВт, тепловая мощность – не менее 1200 Гкал/час). Данные мероприятия призваны ликвидировать дефицит тепловой мощности в г. Хабаровске, поэтому необходимо снятие ограничений на присоединение потребителей к централизованной системе теплоснабжения за счет реконструкции и строительства теплосетевых объектов.

Предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Хабаровского края представлены в таблице 49.

Таблица 49 – Предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Хабаровского края

№	Муниципальное образование	Мероприятие
1	г. Хабаровск	Строительство тепломагистрали №35 от Хабаровской ТЭЦ-3 в г. Хабаровске и реконструктивные работы на Хабаровской ТЭЦ-3
2	г. Хабаровск	Перевод котла №4 Хабаровской ТЭЦ-2 на газовое топливо

№	Муниципальное образование	Мероприятие
3	г. Хабаровск	Реконструкция ПВК Хабаровской ТЭЦ-3 на сжигание природного газа
4	г. Хабаровск	Строительство Хабаровской ТЭЦ-4
6	г. Комсомольск-на-Амуре	Строительство новой котельной на площадке Комсомольской ТЭЦ-1. Реконструкция Комсомольской ТЭЦ-2.
