



## ПОСТАНОВЛЕНИЕ

### ГУБЕРНАТОРА КОСТРОМСКОЙ ОБЛАСТИ

от « 3 » мая 2017 года № 93

г. Кострома

#### Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Костромской области на 2018 – 2022 годы

В соответствии с Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»

**ПОСТАНОВЛЯЮ:**

1. Утвердить прилагаемые схему и программу развития электроэнергетики Костромской области на 2018 – 2022 годы.

2. Признать утратившим силу постановление губернатора Костромской области от 4 июня 2016 года № 108 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Костромской области на 2017 – 2021 годы».

3. Настоящее постановление вступает в силу с 1 января 2018 года и подлежит официальному опубликованию.

п.п. Губернатор области



С. Ситников

## Приложение

УТВЕРЖДЕНЫ  
постановлением губернатора  
Костромской области  
от «3» мая 2017 г. № 93

### СХЕМА И ПРОГРАММА развития электроэнергетики Костромской области на 2018 – 2022 годы

#### Раздел I. Анализ существующего состояния электроэнергетики Костромской области

##### Глава 1. Общая характеристика Костромской области

1. Костромская область – один из регионов Центрального федерального округа (далее – ЦФО), занимающий площадь 60,2 тыс. кв. км, что составляет 0,35% от площади России. В Костромской области проживает 0,44% населения Российской Федерации, производится 0,25% суммарного валового регионального продукта (далее – ВРП), 0,28% промышленной продукции, формируется 0,33% розничного товарооборота и предоставляется 0,29% платных услуг населению. Эти и некоторые другие показатели удельного веса Костромской области в основных социально-экономических показателях Российской Федерации приведены в таблице № 1.

Таблица № 1

#### Удельный вес Костромской области в основных социально-экономических показателях Российской Федерации, %

Показатели	2016 год
Площадь территории	0,35
Численность населения	0,44
Валовой региональный продукт (ВРП), 2014 год	0,25
Объем отгруженной промышленной продукции,	0,28
Продукция сельского хозяйства	0,40
Объем работ, выполненных по виду деятельности «строительство»	0,15
Инвестиции в основной капитал	0,18
Ввод в действие общей площади жилых домов	0,39
Оборот розничной торговли	0,33
Платные услуги населению	0,29

2. На 1 января 2017 года на территории Костромской области проживало 648,4 тыс. человек. Численность городского населения

составила 466,3 тыс. человек (71,9%), сельского – 182,0 тыс. человек (28,1%). Плотность населения в Костромской области составляет 10,8 человека на кв. км.

В 2016 году по коэффициенту рождаемости Костромская область находилась среди лидеров в ЦФО, однако в регионе сохраняется естественная убыль населения.

Большая часть населения Костромской области сосредоточена на юго-западе региона, который отличается наибольшей освоенностью и инфраструктурной насыщенностью. Здесь же сконцентрирован основной промышленный и сельскохозяйственный потенциал. Восточные районы области отличаются значительными лесными ресурсами, малой плотностью инфраструктуры и редким расселением. На востоке Костромской области основным социально-экономическим центром является г. Шарья.

3. Помимо областного центра г. Костромы в Костромской области крупные города отсутствуют. Среди небольших городов выделяются города с преобладанием лесопромышленного комплекса (Шарья, Мантурово, Нея), города с более диверсифицированной экономикой (Буй и Галич), а также промышленный центр Волгореченск, известный, прежде всего, своей энергетикой, металлургическим производством.

4. Объем ВРП на душу населения в Костромской области в среднем в 1,8 раза ниже, чем в среднем по Российской Федерации. Это обусловлено:

высокой долей сельского и лесного хозяйства – порядка 9% в ВРП (в среднем по Российской Федерации – около 5%), обеспечивающей невысокую добавленную стоимость;

низкой долей оптовой и розничной торговли – порядка 15% в ВРП (в среднем по Российской Федерации – около 19%), а также сферы рыночных и нерыночных услуг – порядка 7% ВРП (в среднем по Российской Федерации – около 12%);

высокой долей сфер государственного управления, социального страхования, здравоохранения и образования – порядка 20% в ВРП (в среднем по России – около 13%), связанной с низкой плотностью населения и большой площадью территории региона.

5. Ежегодное снижение числа работающих объясняется уменьшением трудоспособного населения области, профессионально-квалификационным несоответствием спроса и предложения рабочей силы на рынке труда, низким уровнем трудовой мобильности (таблица № 2).

Таблица № 2

Среднегодовая численность занятых в экономике Костромской области

Показатели	годы					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Всего в экономике, тыс. человек	321,5	315,0	310,5	305,6	299,8	296,2

В структуре занятости преобладают обрабатывающие производства – 20,1% занятых, за которыми следует оптовая и розничная торговля (17,0% занятых), сельское и лесное хозяйство (10,6% занятых).

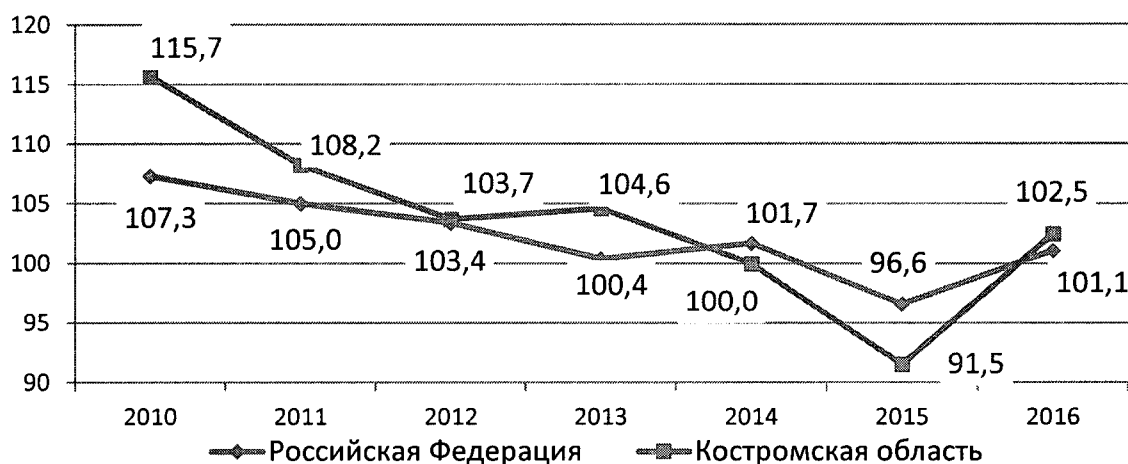
6. Индекс промышленного производства в Костромской области по итогам 2016 года составил 102,5%, в том числе по добыче полезных ископаемых – 80,1%, по обрабатывающим производствам – 102,6%, по производству и распределению электроэнергии, газа и воды – 102,5%.

В 2016 году предприятиями Костромской области отгружено товаров собственного производства, выполнено работ и услуг собственными силами по добыче полезных ископаемых, по обрабатывающим производствам, по производству и распределению электроэнергии, газа и воды (по чистым видам экономической деятельности) на сумму 133,1 млрд. рублей, что в фактически действующих ценах на 6,0% больше по сравнению с 2015 годом. Доля обрабатывающих производств составила 75,2%, производства и распределения электроэнергии, газа и воды – 24,6%, добычи полезных ископаемых – 0,2%.

Динамика промышленного производства Костромской области соответствует общим для Российской Федерации тенденциям (рисунок № 1).

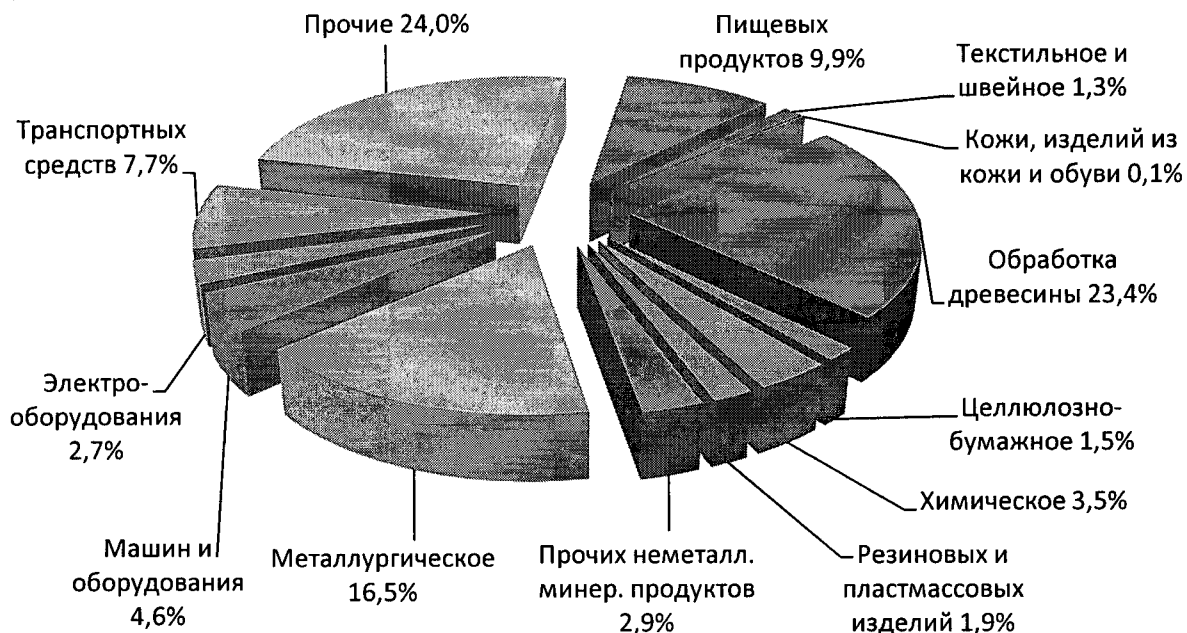
Рисунок № 1

Динамика индекса промышленного производства в Костромской области и Российской Федерации, в % к предыдущему году



7. В структуре отгрузки продукции обрабатывающих производств обработка древесины занимает 23%, ювелирная промышленность – 22%, металлургическое производство и производство готовых металлических изделий – 17%, производство пищевых продуктов – 10%, производство транспортных средств и оборудования – 8% (рисунок № 2).

Структура обрабатывающих производств Костромской области  
в 2016 году



8. Основу энергетики Костромской области составляют электростанции: Костромская ГРЭС, входящая в структуру АО «Интер РАО – Электрогенерация», Костромская ТЭЦ-1, Костромская ТЭЦ-2 Главного управления ПАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону г. Кострома и МУП «Шарьинская ТЭЦ». Установленная мощность электростанций Костромской энергосистемы в 2016 году составила 3 824 МВт, из которых 3 600 МВт приходится на Костромскую ГРЭС.

Костромская ГРЭС – одна из наиболее крупных и экономичных тепловых электростанций России, вырабатывает и поставляет электрическую энергию и мощность на федеральный оптовый рынок по линиям напряжением 220 и 500 кВ через региональные энергетические компании Костромской, Ярославской, Нижегородской, Ивановской, Вологодской, Владимирской и Московской областей.

Внутри региона потребляется порядка 24% производимой электроэнергии. В структуре потребления электроэнергии в Костромской области 39% приходится на промышленность, 16% потребляет население, 15% – транспорт и связь, 3% - оптовая и розничная торговля, 2% - сельское и лесное хозяйство. Динамика производства электрической и тепловой энергии в Костромской области в 2011-2016 годах представлена в таблице № 3.

В тепловой энергетике Костромской области, помимо электростанций, важную роль играют промышленно-производственные и районные котельные. В 2016 году они произвели 3 307 тыс. Гкал тепла, что составляет 60% от всего производства тепла в области.

Таблица № 3

## Производство электрической и тепловой энергии в Костромской области

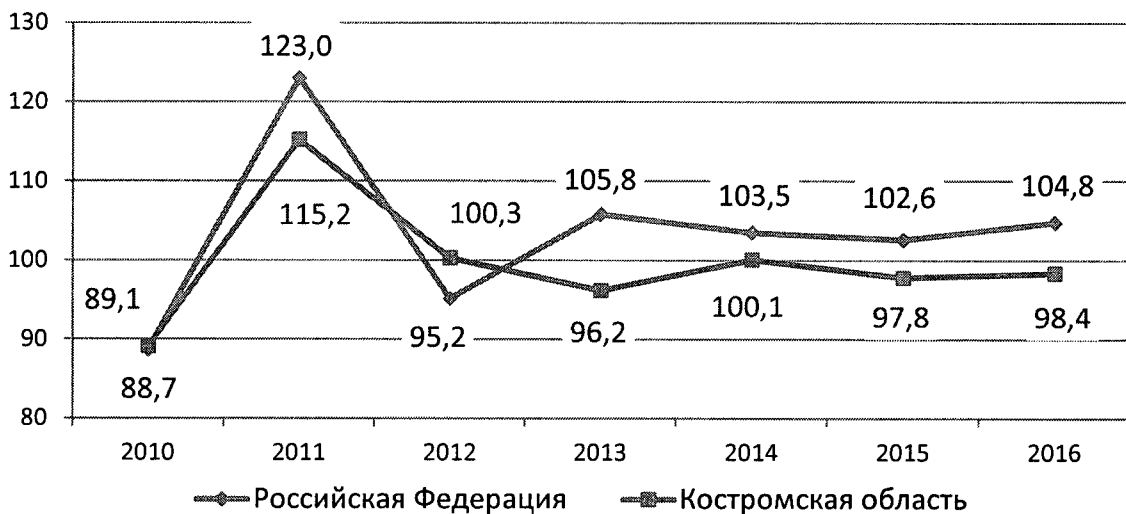
Показатели	Годы					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Произведено электроэнергии, млн. кВт·ч	14 796,8	15 180,1	15 203,4	16 501,9	14 984,3	15 284,8
Произведено теплоты, тыс. Гкал	5 260,8	5 550,4	5 287,5	5 086,8	5 013	5 427

Количество котельных, обеспечивающих теплоснабжение объектов жизнеобеспечения населения, составляет 900 единиц с суммарной мощностью 1 600 Гкал/ч.

9. Важную роль в экономике Костромской области играет сельское хозяйство. Объем продукции сельского хозяйства в 2016 году составил 22,6 млрд. рублей, индекс производства – 98,4% (в том числе по растениеводству – 98,6%, животноводству – 98,3%) (рисунок № 3).

Рисунок № 3

Динамика индекса производства сельскохозяйственной продукции в Костромской области и Российской Федерации, в % к предыдущему году



Традиционное для Костромской области молочно-мясное скотоводство, несмотря на успехи отдельных хозяйств, в целом показывает отрицательную динамику: во всех категориях хозяйств сокращается производство скота и птицы на убой и молока по причине сокращения поголовья крупного рогатого скота. Вместе с тем динамично развивается птицеводство: ежегодно увеличивается поголовье птицы и производство яиц (таблица № 4).

Таблица № 4

**Динамика основных показателей производственной деятельности  
в сельском хозяйстве Костромской области**

Показатели	Годы						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Посевная площадь в хозяйствах всех категорий, тыс. га	207,1	199,2	190,0	191,5	191,8	192,0	194,9
Поголовье скота и птицы в хозяйствах всех категорий, тыс. голов:							
крупного рогатого скота,	69,8	66,8	63,2	61,3	58,2	56,1	55,7
в том числе коров	33,1	31,8	29,7	27,4	25,7	24,7	23,9
свиней	46,4	46,8	50,8	33,4	26,3	25,9	34,8
овец и коз	21,8	20,6	19,6	18,8	19,1	20,2	19,4
птицы	3 493	3 687	3 710	3 507	3 661	3 757	3 904
Производство основных видов сельскохозяйственной продукции в хозяйствах всех категорий, тыс. тонн:							
зерно (в весе после доработки)	48,7	68,0	59,9	46,2	65,4	60,1	54,4
льноволокно	0,6	1,2	1,4	0,8	0,1	0,2	0,02
картофель	104,4	188,8	177,3	173,7	184,9	186,8	171,1
овощи	102,2	110,8	110,3	111,3	112,7	112,5	120,6
скот и птица на убой (в живом весе)	35,1	34,1	32,6	30,0	24,8	22,9	21,5
молоко	133,1	127,6	121,0	111,3	106,9	108,1	108,0
яйца, млн. шт.	611,9	646,1	645,6	672,9	702,8	740,1	770,8

10. Транспортный комплекс играет видную роль в экономике Костромской области. Костромская область занимает транзитное положение и обслуживает грузопотоки как по направлению запад-восток (основной транзитный коридор), так и север-юг (в том числе по Волге).

Основными транспортными центрами области являются г. Кострома (основной узел автомобильного транспорта с важной ролью обслуживания речного и железнодорожного транспорта) и г. Буй (крупнейший железнодорожный узел). Как и по другим позициям, Костромскую область можно условно разделить на две части – освоенную юго-западную с высокой плотностью транспортной инфраструктуры и менее освоенную восточную с разреженной сетью качественных дорог.

11. В 2016 году объем работ, выполненных по виду деятельности «Строительство», составил 9,1 млрд. рублей, сократившись в сопоставимых ценах по сравнению с 2015 годом на 7,7% (рисунок № 4).

12. Рост жилищного фонда – важнейший показатель, оказывающий влияние на энергопотребление населения (таблица № 5).

В 2016 году введено 309,2 тыс. кв. м общей площади жилых домов (95,9% к уровню 2015 года).

Рост жилищного строительства на фоне снижения численности

населения региона обуславливают ежегодное увеличение общей площади жилых помещений, приходящихся в среднем на одного жителя.

Рисунок № 4

Динамика индекса физического объема работ и услуг, выполненных по виду деятельности «Строительство» в Костромской области и Российской Федерации, в % к предыдущему году



Таблица № 5

Основные показатели жилищных условий населения

Показатели	Годы					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ввод в действие жилых домов, тыс. кв. м общей площади	151,4	156,4	204,7	228,2	328,3	322,4
Жилищный фонд – всего, тыс. кв. м	16 704	16 806	16 933	16 864	17 021	17 311
Удельный вес ветхого и аварийного жилищного фонда в общей площади всего жилищного фонда, %	3,7	3,7	3,6	4,2	4,3	3,5
Общая площадь жилых помещений, приходящаяся в среднем на одного жителя (на конец года), кв. м	25,1	25,4	25,7	25,7	26,0	26,6
Средний размер одной квартиры, кв. м общей площади жилых помещений	48,7	48,9	49,1	49,6	49,6	49,8

13. Динамика объема инвестиций в основной капитал в Костромской области соответствует общим для Российской Федерации тенденциям (рисунок № 5).

В 2000 – 2016 годах объем инвестиций в основной капитал в Костромской области в действующих ценах увеличился в 6 раз и в 2016 году составил 26,5 млрд. рублей. Темп роста в сопоставимых ценах составил 91,5% к уровню 2015 года.



Рисунок № 5

Динамика объема инвестиций в основной капитал в Российской Федерации и Костромской области, в сопоставимых ценах в % к предыдущему году

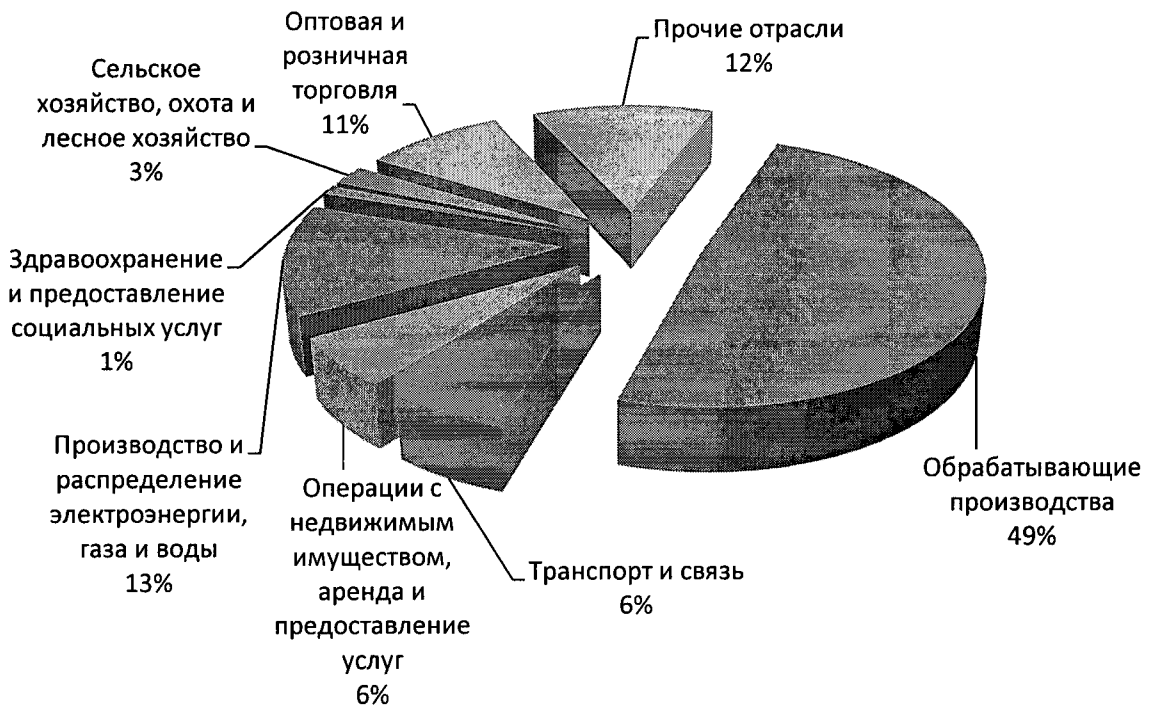


Распределение инвестиций по видам экономической деятельности определяется сложившейся структурой хозяйственного комплекса области.

Наибольшая доля инвестиционных вложений в 2016 году приходится на обрабатывающие производства – 49,1%, производство и распределение электроэнергии, газа и воды – 13,4%, оптовую и розничную торговлю – 9,5% (рисунок № 6).

Рисунок № 6

Структура инвестиций в основной капитал Костромской области в 2016 году



Если рассматривать инвестиции в основной капитал в разрезе направлений их вложения, то основной объем инвестиций направляется на техническое перевооружение и модернизацию производства, о чем свидетельствует наибольший объем финансирования по статье: машины и оборудование, транспортные средства. Именно это направление обеспечивает максимальную эффективность вложенных средств, модернизацию экономики, рост производства.

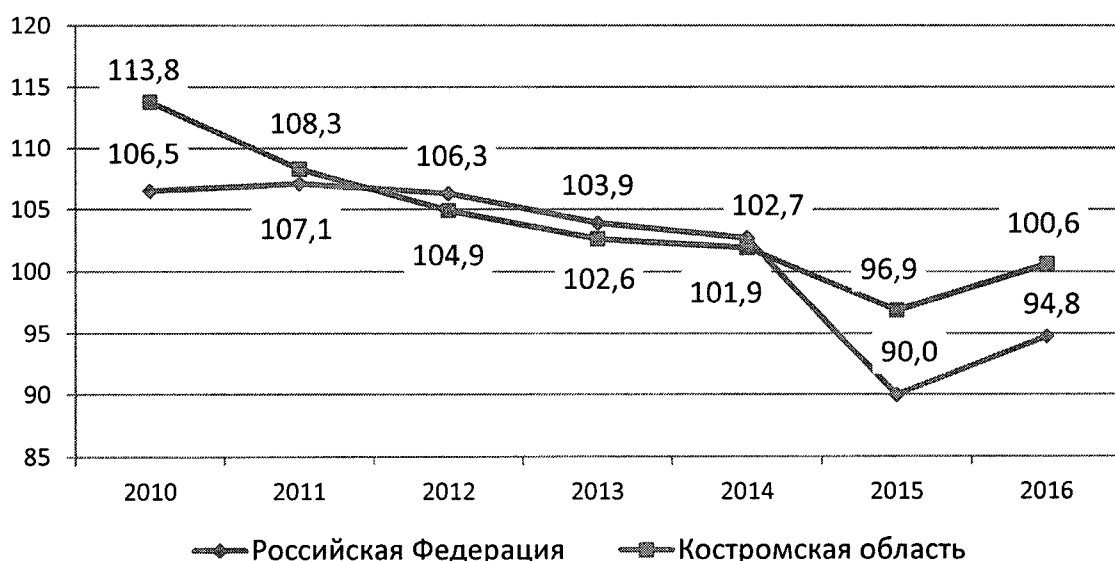
Для экономики области в последние годы характерна высокая доля собственных средств в источниках финансирования инвестиций (63% в 2016 году). В структуре привлеченных средств наибольшая доля приходится на инвестиции из-за рубежа (9,4%) и кредиты банков (8,5%).

На территории области реализуются несколько крупных инвестиционных проектов, в частности, организация производства труб среднего диаметра на ОАО «Газпромтрубинвест», строительство завода по производству буровых установок ООО «НОВ Кострома» в г. Волгореченске, реконструкция завода по производству цементно-стружечных плит и строительство новой линии ЦСП ЗАО «Межрегион Торг Инвест», реконструкция и техническое перевооружение производства ДСП на промплощадке ООО «Кроностар» в г. Шарье, создание и расширение производственных мощностей на АО «Костромской завод автокомпонентов» и другие.

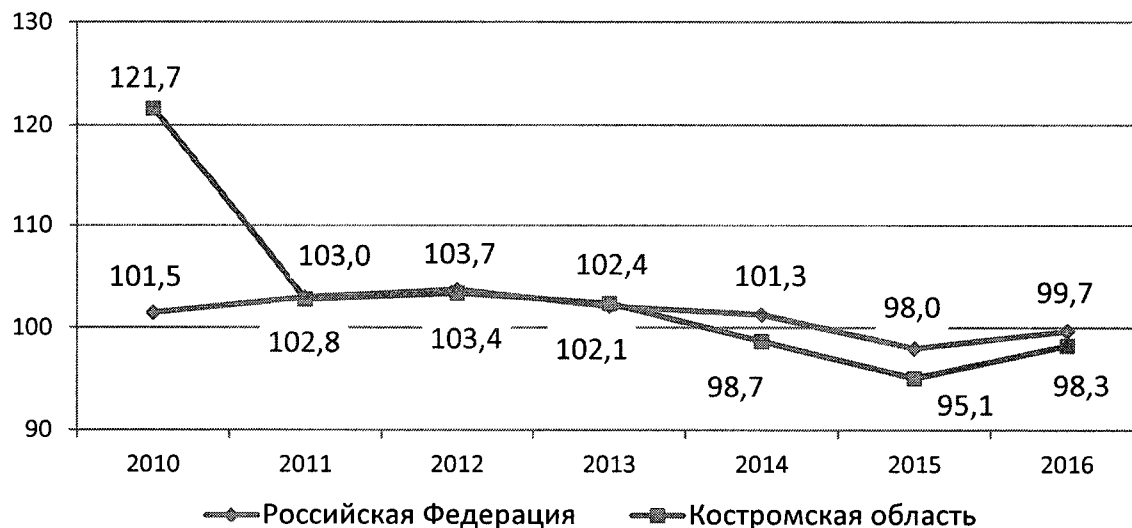
14. Динамика индекса физического объема розничного товарооборота и платных услуг в Костромской области соответствует общим для Российской Федерации тенденциям (рисунки № 7 и № 8).

Рисунок № 7

Динамика индекса физического объема оборота розничной торговли в Костромской области и Российской Федерации, в % к предыдущему году



Динамика индекса физического объема платных услуг в Костромской области и Российской Федерации, в % к предыдущему году



Среди представительств торговых сетей федерального уровня присутствуют продовольственные магазины «Пятерочка», «Дикси», «Магнит», «Ашан», «Лента» и магазины по продаже электроники и бытовой техники «М-Видео», «Эльдорадо», «ТехноСила». Крупные представители местных торговых сетей: компания торговая группа «Высшая Лига», магазины «Десяточка».

В структуре платных услуг населению области наибольший удельный вес в 2016 году приходится на жилищно-коммунальные услуги (41,7%), услуги связи (17,5%), транспортные (15,2%) и бытовые (7,9%) услуги.

## Глава 2. Характеристика Костромской энергосистемы

15. Объекты электроэнергетики, расположенные на территории Костромской области, относятся к энергосистеме Костромской области, которая, в свою очередь, входит в состав объединенной энергетической системы Центра (далее – ОЭС Центра). В диспетчерском отношении Костромская область относится к сферам ответственности филиалов АО «Системный оператор Единой энергетической системы» «Региональное диспетчерское управление энергосистем Костромской и Ивановской областей» (далее – Костромское РДУ) и «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Центра».

16. В Костромской области находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 3 824 МВт. Основным объектом генерации является Костромская ГРЭС. В электроэнергетический комплекс Костромской области входят также 111 линий электропередач класса напряжения 110 – 500 кВ, 77 трансформаторных подстанций и

распределительных устройств электростанций напряжением 110 – 500 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 9 713,65 МВА.

Выработка электроэнергии в Костромской энергосистеме за 2016 год составила 15 284,8 млн. кВт·ч, потребление – 3 636,3 млн. кВт·ч.

К генерирующим компаниям, осуществляющим деятельность на территории Костромской области, относятся:

- 1) филиал «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»;
- 2) ГУ ПАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону г. Кострома;
- 3) МУП «Шарьинская ТЭЦ».

17. К наиболее крупным компаниям, оказывающим услуги по передаче электрической энергии на территории Костромской области, относятся:

- 1) филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодское ПМЭС;
- 2) филиал ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго»;
- 3) Северная дирекция инфраструктуры – структурное подразделение Центральной дирекции инфраструктуры – филиал ОАО «РЖД»;
- 4) ООО «Энергосервис»;
- 5) филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго».

18. На территории Костромской области осуществляют деятельность следующие сбытовые компании:

- 1) ПАО «Костромская сбытовая компания»;
- 2) ООО «Русэнергобыт»;
- 3) ООО «Инициатива ЭСК»;
- 4) ООО «Гарант Энерго».

### Глава 3. Отчетная динамика потребления электроэнергии за последние пять лет

19. Полное потребление электроэнергии в Костромской области составило в 2016 году 3 636,3 млн. кВт·ч, увеличилось по сравнению с 2015 годом почти на 1,6% (таблица № 6).

Таблица № 6

#### Динамика полного потребления электроэнергии в Костромской области

Показатели	2012	2013	2014	2015	2016
Полное потребление, млн. кВт·ч	3 655	3 602	3 617	3 578,8	3 636,3
Изменение полного потребления, %	101,2	98,6	100,4	98,9	101,6
в т.ч. потери в сетях, млн. кВт·ч	536	520	518	510	491
Собственные нужды электростанций, млн. кВт·ч	610	603	614	585	608
Полезное (конечное) потребление, млн. кВт·ч	2 509	2 479	2 485	2 483,8	2 537,3
Изменение конечного потребления, %	102,1	98,8	100,2	99,9	102,2
Доля потерь в сетях от полезного отпуска, %	21,4	21,0	20,8	20,5	19,4

20. Основные причины роста полного электропотребления в 2016 году заключаются в увеличении конечного потребления.

21. Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций всех типов составляет в среднем 3,9% от выработки и остается практически неизменным в период 2012 - 2016 годы.

22. Структура электропотребления в Костромской области приведена в таблице № 7.

Таблица № 7

Структура электропотребления в Костромской области, млн. кВт·ч

Показатели	Годы				
	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6
Потреблено, всего в том числе:	3 655	3 602	3 617	3 578,8	3 636,3
потери в сетях	536	520,4	518	510,0	491,0
собственные нужды электростанций	610	603,0	614	585,0	608,0
Полезное/конечное потребление, в том числе:	2 509	2 478,6	2 485	2 483,8	2 537,3
добыча полезных ископаемых	1,2	1,1	1,4	1,2	1,2
обрабатывающие производства (сектор D)	623,2	609,4	645,0	642,1	648,0
сектор E (без собственных нужд электростанций)	182,8	180,1	152,5	153,9	154,0
строительство	33,6	33,1	30,8	30,5	30,6
транспорт и связь	490,1	490,4	525,4	519,0	519,5
производственные нужды сельского хозяйства, лесного хозяйства	82,1	79,9	68,1	67,0	67,3
бытовой сектор (население)	552,4	551,7	558,9	561,1	607,0
прочие производства, включая сферу услуг	543,6	532,9	503,2	509,0	509,7

В отраслевой структуре, как и в целом по стране, преобладает промышленное электропотребление: на обрабатывающие производства сектора E и добывающие производства приходится в совокупности 36,5%, в том числе на обрабатывающие производства – 26%.

Доля отраслей транспорта и связи (21,0% от полезного электропотребления) немногим уступает долям бытового сектора и сферы услуг. Столь значительная доля (в среднем по стране на этот вид деятельности приходится менее 9% от полного электропотребления) связана с большим расходом электроэнергии на работу железнодорожного

транспорта – около 500 млн. кВт·ч (почти 99% из них – электротяга). В сфере связи израсходовано в 2016 году около 21 млн. кВт·ч.

Динамика структуры электропотребления в Костромской области за 2015 и 2016 годы приведена в таблице № 8.

Таблица № 8

## Динамика структуры электропотребления в Костромской области

Показатели	2015		2016		2016/ 2015	
	млн. кВт·ч	доля от конечного потребления, %	млн. кВт·ч	доля от конечного потребления, %	%	млн. кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7
Потреблено, всего в том числе:	3 578,8		3 636,3		1,6	57,5
потери в сетях	510,0		491,0		-3,7	-19,0
собственные нужды электростанций	585,0		608,0		3,9	23,0
Полезное/конечное потребление, в том числе:	2 483,8	100	2 537,3	100	2,2	53,5
добыча полезных ископаемых	1,2	0,1	1,2	0,1	0	0
обрабатывающие производства (сектор D)	642,1	25,8	648,0	25,5	0,9	5,9
сектор E (без собственных нужд электростанций)	153,9	6,2	154,0	6,1	0,1	0,1
строительство	30,5	1,2	30,6	1,2	0,3	0,1
транспорт и связь	519,0	20,9	519,5	20,5	0,1	0,5
производственные нужды сельского хозяйства, лесного хозяйства	67,0	2,7	67,3	2,7	0,4	0,3
бытовой сектор (население)	561,1	22,6	607,0	23,9	8,2	45,9
прочие производства, включая сферу услуг	509,0	20,5	509,7	20,1	0,1	0,7

Как следует из анализа данных таблицы № 8, изменения за отчетный год невелики. Следует отметить, что по всем направлениям динамика расхода электроэнергии положительная.

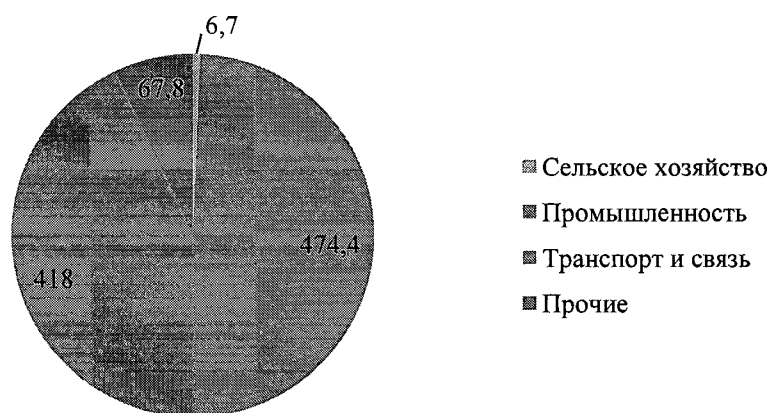
#### Глава 4. Структура электропотребления по основным группам потребителей

23. На территории Костромской области на основании данных местных энергоснабжающих компаний выделены 25 крупных потребителей электроэнергии, которые совместно формируют потребление порядка 970 млн. кВт·ч в 2016 году, или около 27% суммарного

электропотребления региона. Среди них доминируют предприятия обрабатывающей промышленности, на которые приходится 49% суммарного электропотребления крупных потребителей. Несколько уступают им предприятия транспорта и связи, обеспечивающие потребление 43% совокупного объема электроэнергии, приходящегося на крупных потребителей (рисунок № 9). Крупные организации сферы услуг и сельского хозяйства Костромской области характеризуются более низкими показателями электропотребления. Их вклад составляет соответственно 7% и 1%.

Рисунок № 9

Структура отпуска электроэнергии крупнейшим потребителям Костромской области по их основным группам в 2016 году, млн. кВт·ч



## Глава 5. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии

24. Несмотря на наличие более двух десятков крупных потребителей электроэнергии в Костромской области основную роль в обеспечении спроса на электроэнергию играют ОАО «РЖД» и ООО «Кроностар», на долю которых приходится более 60% электропотребления крупных предприятий и 19,8% электропотребления региона.

В составе крупных промышленных потребителей электроэнергии основную роль играют деревообрабатывающие предприятия – на них приходится около 68% электропотребления. Среди остальных крупных промышленных потребителей электроэнергии присутствуют производители металлургической продукции, стройматериалов, химической продукции и изделий из пластмасс, машиностроительные предприятия и предприятия легкой промышленности. В ряду прочих потребителей электроэнергии ключевую роль играют организации жилищно-коммунального сектора. В таблице № 9 представлена динамика потребления электрической энергии крупными потребителями Костромской области в 2012 – 2016 годах.

Таблица № 9

Потребление электроэнергии крупными потребителями Костромской области в 2012 – 2016 годах, млн. кВт·ч

Наименование предприятия	2012	2013	2014	2015	2016
ОАО «РЖД»	491,1	472,0	486,1	465,8	480,0
ООО «Кроностар»	251,9	255,2	246,5	249,0	242,5
ОАО «Мотордеталь»	28,61	26,7	18,5	-	-
МУП г. Костромы «Костромагорводоканал»	39,9	36,8	34,4	32,4	31,8
ОАО «Газпромтрубинвест»	34,0	36,7	34,9	39,3	51,5
ООО «СП «Кохлома»	87,9	84,0	80,8	13,2	15,2
ОАО «Фанплит»				-	-
НАО «СВЕЗА Кострома»	-	-	-	58,5	60,3
ОАО «Мантуровский фанерный комбинат»	22,0	22,4	-	-	-
НАО «СВЕЗА Мантурово»	-	-	25,4	24,8	25,9
АО «Оборонэнергосбыт»	15,8	15,6	15,6	12,5	8,7
ООО «Резилюкс-Волга»	17,0	13,1	16,4	20,2	21,4
ООО «Стромнефтемаш»	13,4	9,5	5,5	1,6	-
АО «ГАЗЗ»	16,1	10,7	11,7	5,0	5,5
ПАО «ТГК-2»	9,9	10,2	9,7	9,2	9,2
ООО «Костромаинвест»	10,7	11,3	11,1	10,5	10,3
МКУ «СМЗ по ЖКХ»	10,3	11,2	10,2	11,1	11,4
ООО «БКЛМ»	10,0	9,6	9,7	9,3	9,3
филиал ПАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго»	10,2	9,6	9,5	9,1	8,9
АО «Костромской силикатный завод»	7,9	7,9	8,0	8,3	6,2
АО «Шувалово»	9,6	8,3	5,7	5,7	6,7
МУП «Коммунсервис» Костромского района	7,5	8,1	7,3	7,0	7,1
ООО «КТЭК»	7,7	4,3	5,7	7,3	-
МУП г. Костромы «Городские сети»	-	-	-	-	8,8
ПАО «Ростелеком»	7,6	7,4	7,7	7,0	6,6
ЗАО «Экохиммаш»	7,3	6,5	6,8	7,5	8,2

МУП г. Костромы «Костромагорводоканал» – один из крупнейших природопользователей Костромской области. Ежегодно из р. Волги забираются, проходят очистку и подаются населению и предприятиям города около 54 млн. кубометров воды и 40 тыс. кубометров воды в год – из артезианских скважин.

НАО «СВЕЗА Кострома» (ранее ОАО «Фанплит») выпускает в год до 210 тыс. кубометров фанеры и до 100 тыс. кубометров древесностружечных плит. Продукция комбината пользуется большим спросом как на внутреннем, так и на внешнем рынке.

ОАО «Газпромтрубинвест» – металлургическое предприятие в г. Волгореченске Костромской области, специализирующееся на выпуске труб. Завод является дочерней компанией ПАО «Газпром». Максимум нагрузки ОАО «Газпромтрубинвест» за 2011 год составил 4,5 МВт.



25. В последние годы структура потребления электроэнергии крупными потребителями Костромской области несколько изменилась. Повысилась роль обрабатывающей промышленности, снизилась роль транспорта и связи и прочих потребителей. В основе роста показателей промышленного электропотребления в 2011 – 2015 годы – развитие производства на ООО «Кроностар» и ОАО «Газпромтрубинвест». Вместе с тем в данный период некоторые промышленные предприятия в машиностроении и легкой промышленности снизили объемы электропотребления. Падение роли транспорта и связи объясняется снижением потребностей в электроэнергии со стороны ОАО «РЖД».

#### Глава 6. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Костромской области

26. Объемы потребления тепловой энергии в Костромской области определены на основании данных Федеральной службы государственной статистики (далее – Росстат).

Объемы потребления тепловой энергии в Костромской области в 2011 – 2015 годах представлены в таблице № 10.

Таблица № 10

#### Динамика объемов потребления тепловой энергии в Костромской области в 2011 – 2015 годах

Показатели	2011	2012	2013	2014	2015	
Полное потребление, тыс. Гкал	5 261,0	5 550,4	5 287,5	5 086,8	5 013,0	
темп прироста, % к предыдущему году	- 7,1	5,5	- 4,7	- 3,8	- 1,5	
Потери при распределении, тыс. Гкал	521,6	587,0	559,2	538,0	530,2	
Полезное/конечное потребление, тыс. Гкал	4 739,4	4 963,0	4 728,3	4 548,8	4 482,8	100,0%
темп прироста, % к предыдущему году,	- 7,5	4,7	- 4,7	- 3,8	- 1,5	
в том числе, тыс. Гкал:						
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	187,7	173,1	187,3	180,2	177,5	4,0%
обрабатывающая промышленность	1 538,2	1 449,2	1 534,6	1 476,4	1 454,9	32,4%
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	290,3	300,0	289,6	278,6	274,6	6,1%
строительство	11,9	9,7	11,9	11,4	11,3	0,3%
транспорт и связь	71,6	45,5	71,4	68,7	67,7	1,5%
прочие виды деятельности, в том числе сфера услуг	787,6	1 099,7	785,7	755,9	745,0	16,6%
население	1 852,1	1 885,8	1 847,8	1 777,6	1 751,8	39,1%

27. За указанный период потребление тепловой энергии уменьшилось на 248 тыс. Гкал, или на 4,7% к уровню 2011 года. Конечное теплотребление претерпело еще более существенное сокращение – на 256,6 тыс. Гкал, или 5,4%. Указанные изменения обусловлены объективными факторами: погодными условиями, реализацией мероприятий по энергосбережению, перераспределением структуры экономики в пользу менее теплоемких секторов.

В структуре потребления тепловой энергии по основным отраслям экономики в Костромской области доминирует сектор «Население», который обеспечивает около 39% спроса на тепло. Еще 32% приходится на обрабатывающую промышленность. На непроемственных потребителей, в том числе на сферу услуг, приходится 17%. Доля потерь при распределении – около 10% суммарного теплотребления. Наименьшая доля в структуре теплотребления приходится на строительную отрасль, теплотребление которой составляет всего около 0,3% от его общего объема.

28. Обеспечение потребителей тепловой энергией в 2016 году осуществлялось от 905 источников. В числе наиболее крупных источников тепловой энергии могут быть выделены источники, принадлежащие филиалу «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация», ПАО «ТГК-2» (Костромская ТЭЦ-1, Костромская ТЭЦ-2, Районная котельная № 2) и МУП «Шарьинская ТЭЦ». В таблице № 11 приведены данные об установленной тепловой мощности источников, принадлежащих АО «Интер РАО – Электрогенерация», ПАО «ТГК-2» и МУП «Шарьинская ТЭЦ», расположенных на территории Костромской области, в 2016 году.

Таблица № 11

Установленная тепловая мощность источников, принадлежащих АО «Интер РАО – Электрогенерация», ПАО «ТГК-2» и МУП «Шарьинская ТЭЦ», расположенных на территории Костромской области, в 2016 году

Компания	Станция	Тип оборудования	Станционный номер	Марка/модель	Вид топлива	Мощность, т пар/ч	Мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5	6	7	8	9
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Костромская ГРЭС	Турбоагрегаты	№ 1	К-300-240			50	1969
			№ 2	К-300-240			50	1969
			№ 3	К-300-240			50	1970
			№ 4	К-300-240			50	1970
			№ 5	К-300-240			50	1971
			№ 6	К-300-240			50	1972
			№ 7	К-300-240			50	1972
			№ 8	К-300-240			50	1973
			№ 9	К-1200-240-3			50	1980
		Котлоагрегаты	№ 1	ТГМП-114	газ/мазут	950		1969
			№ 2	ТГМП-114	газ/мазут	950		1969
			№ 3	ТГМП-114	газ/мазут	950		1970
			№ 4	ТГМП-114	газ/мазут	950		1970
			№ 5	ТГМП-314	газ/мазут	950		1971
			№ 6	ТГМП-314	газ/мазут	950		1972
			№ 7	ТГМП-314	газ/мазут	950		1972
			№ 8	ТГМП-314	газ/мазут	950		1973
№ 9	ТГМП-1202	газ/мазут	3 950		1980			
Всего						11 550	450	
ПАО «ТГК-2»	Костромская ТЭЦ-1	Турбоагрегаты	№ 2	Р-12-35/5			74	1976
			№ 4	АП-6			28	1958
			№ 5	Р-12-35/5			74	1965
			№ 6	Р-12-35/5			74	1966

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		Котлоагрегаты	№ 1	ПТВМ-50	газ/мазут		50	1968	
			№ 2	ПТВМ-50	газ/мазут		50	1973	
			№ 3	ПТВМ-100	газ/мазут		100	1976	
			№ 3	БКЗ-75-39	торф/газ/ мазут	75		1965	
			№ 4	БКЗ-75-39	торф/газ/ мазут	75		1965	
			№ 5	БКЗ-75-39	газ/мазут	75		1966	
			№ 6	БКЗ-75-39	газ/мазут	75		1967	
			№ 7	БКЗ-75-39	торф/газ/ мазут	75		1983	
		№ 8	БКЗ-75-39	торф/газ/ мазут	75		1988		
Всего						450	450		
ПАО «ТГК-2»	Районная отопительная котельная №2	Котлоагрегаты	№ 1	ДКВР-4/13	газ/мазут	4		1986	
			№ 2	ДКВР-4/13	газ/мазут	4		1986	
			№ 3	ПТВМ-30	газ/мазут		34	1987	
			№ 4	ПТВМ-30	газ/мазут		34	1987	
			№ 5	ПТВМ-30	газ/мазут		33	1987	
	Всего						8	101	
	Костромская ТЭЦ-2	Турбоагрегаты	№ 1	ПТ-60-130/13				136	1974
			№ 2	Т-100-120/130-3				175	1976
		Котлоагрегаты	№ 1	БКЗ-210-140	газ/мазут	210		1974	
			№ 2	БКЗ-210-140	газ/мазут	210		1975	
			№ 3	БКЗ-210-140	газ/мазут	210		1976	
			№ 4	БКЗ-210-140	газ/мазут	210		1978	
			№ 3	КВГМ-100	газ/мазут		100	1989	
		№ 4	КВГМ-100	газ/мазут		100	1991		
№ 5	КВГМ-100	газ/мазут		100	1994				
Всего						840	611		

1	2	3	4	5	6	7	8	9
МУП «Шарьинская ТЭЦ»	Шарьинская ТЭЦ	Турбоагрегаты	№ 1	ПР-6-35 (5) 1,2			31	1965
			№ 2	ПР-6-35 (15) 5			56	1966
			№3	Р-12-35/5			74	1979
		Котлоагрегаты	№1	ТП-35/39У	торф	35		1964
			№ 2	ТП-35/39У	торф	35		1965
			№ 3	ТП-35/39У	торф	35		1966
			№ 4	Т-35/40	торф	35		1973
			№ 5	БКЗ-75/39	мазут	75		1975
			№ 6	БКЗ-75/39	мазут	75		1976
			№ 1	КВГМ-100	мазут		100	1987
		№ 2	КВГМ-100	мазут		100	1986	
Всего						290	361	
Всего						13 138	1 973	

29. Данные об объемах отпуска тепловой энергии крупными источниками теплоснабжения по группам потребителей за 2016 год приведены в таблице № 12.

Таблица № 12

Объем отпуска тепловой энергии крупными источниками  
теплоснабжения по группам потребителей за 2016 год

Станция	Показатель	Объем отпуска тепловой энергии, тыс. Гкал
Костромская ГРЭС	Отпуск, в том числе:	186,8
	1) полезный отпуск, в том числе:	147,9
	промышленность	20,6
	жилищные организации	110,7
	бюджетные организации	16,6
	прочие	0
	2) потери	38,9
Шарьинская ТЭЦ	Отпуск, в том числе:	213,4
	1) полезный отпуск, в том числе:	139,4
	промышленность	0,7
	жилищные организации	104,7
	бюджетные организации	19,8
	прочие	14,2
	2) потери	74,0
Костромская ТЭЦ-1 (ПАО «ТГК-2»)	Отпуск, в том числе:	648,8
	1) полезный отпуск, в том числе:	558,0
	промышленность	94,0
	жилищные организации	247,7
	бюджетные организации	77,7
	прочие	138,6
	2) потери	90,2
Костромская ТЭЦ-2 (ПАО «ТГК-2»)	Отпуск, в том числе:	955,0
	1) полезный отпуск, в том числе:	791,6
	промышленность	25,6
	жилищные организации	412,6
	бюджетные организации	114,0
	прочие	239,4
	2) потери	160,2
Районная котельная № 2 (ПАО «ТГК-2»)	Отпуск, в том числе:	116,1
	1) полезный отпуск, в том числе:	102,1
	промышленность	6,7
	жилищные организации	60,5
	бюджетные организации	7,5
	прочие	27,4
	2) потери	14,0

30. Также теплоснабжение потребителей осуществляет значительное количество менее крупных источников (как муниципальных и ведомственных, так и частных котельных).

Реестр котельных в разрезе муниципальных образований Костромской области представлен в таблице № 13.

При этом стоит отметить, что крупные источники тепловой энергии, приведенные в таблице № 12, покрывают около 40% от общего объема потребления тепловой энергии на территории Костромской области.

Таблица № 13

Реестр котельных в разрезе муниципальных образований Костромской области

№ п/п	Наименование муниципального образования Костромской области	Количество котельных, ед.	Мощность котельных, Гкал/ч
1.	г. Буй	17	82,8
2.	г. Галич	31	84,7
3.	г. Кострома	50	690,6
4.	г. Мантурово	35	92,2
5.	г. Шарья	22	58,8
6.	г. Волгореченск	-	-
7.	Антроповский район	25	9,1
8.	Буйский район	36	33,1
9.	Вохомский район	46	18,6
10.	Галичский район	35	16,5
11.	Кадынский район	33	13,6
12.	Кологривский район	18	8,0
13.	Костромской район	53	123,6
14.	Красносельский район	60	28,3
15.	Макарьевский район	33	25,6
16.	Мантуровский район	18	12,6
17.	Межевской район	15	6,2
18.	г. Нерехта и Нерехтский район	31	72,6
19.	г. Нея и Нейский район	30	42,3
20.	Октябрьский район	14	7,9
21.	Островский район	45	24,7
22.	Павинский район	24	7,2
23.	Парфеньевский район	20	16,0
24.	Поназыревский район	15	15,9
25.	Пыщугский район	17	9,2
26.	Солигаличский район	37	32,8
27.	Судиславский район	40	26,7
28.	Сусанинский район	36	8,5
29.	Чухломский район	35	12,0
30.	Шарьинский район	29	20,2
	Итого	900	1 600,24

31. Крупнейшей системой централизованного теплоснабжения в Костромской области является система теплоснабжения г. Костромы. Данные об объемах теплопотребления указанной системы теплоснабжения не приведены в статистической отчетности Росстата, однако оценить последние возможно на основании данных о структуре полезного отпуска основных источников теплоснабжения города, принадлежащих ПАО «ТГК-2»: Костромская ТЭЦ-1, Костромская ТЭЦ-2, Районная котельная № 2. Потребность г. Костромы в тепловой энергии по группам потребителей в 2012 – 2016 годах представлена в таблице № 14.

Таблица № 14

Потребность г. Костромы в тепловой энергии по группам потребителей в 2012 – 2016 годах, тыс. Гкал

г. Кострома	Объем отпуска тепловой энергии				
	2012	2013	2014	2015	2016
Всего, в т.ч.:	1 852,4	1 820,8	1 805,7	1 612,4	1 719,9
1) полезный отпуск, в том числе:	1 590,7	1 595,4	1 514,9	1 368,5	1 451,7
промышленность	215,5	203	123,5	115,9	126,3
жилищные организации	864,8	876,4	839,5	708,1	720,8
бюджетные организации	260,4	264	218,4	181,5	199,2
прочие	250	252	333,5	363,0	405,4
2) потери	257,6	221,5	287,2	240,3	264,4

Кроме г. Костромы, других населенных пунктов с численностью населения свыше 100 тыс. человек на территории Костромской области нет.

32. Наибольшее число крупных потребителей тепловой энергии также сосредоточено в г. Костроме. Перечень крупных потребителей тепловой энергии приведен в таблице № 15. Теплоснабжение таких потребителей осуществляется от источников ПАО «ТГК-2».

Таблица № 15

Перечень крупных потребителей тепловой энергии Костромской области

№ п/п	Наименование потребителя	2015 год		2016 год	
		потребление, тыс. Гкал	суммарная договорная нагрузка, Гкал/ч	потребление, тыс. Гкал	суммарная договорная нагрузка, Гкал/ч
1	2	3	4	5	6
1.	НАО «СВЕЗА Кострома»	51,7	46,0	60,2	46,0
2.	ФКУ «Исправительная колония № 1 Управления Федеральной службы исполнения наказаний по Костромской области»	9,4	5,3	11,2	5,3



1	2	3	4	5	6
3.	ООО «БКЛМ»	30,1	25,4	31,4	25,4
4.	ООО «Костромаинвест»	7,7	5,9	7,8	5,9
5.	ООО «Управляющая компания жилищно-коммунального хозяйства № 1»	30,4	24,2	40,2	24,2
6.	ООО «Заволжье»	23,8	20,5	34,4	19,1
7.	ООО «Управляющая компания Жилстрой»	22,3	18,4	25,6	16,4
8.	ООО «УК «Жилсервис»	16,2	10,2	17,3	10,6
9.	ООО «Жилищно-эксплуатационное ремонтно-строительное управление № 2»	14,3	7,8	15,0	7,5
10.	ООО «Управляющая компания «Костромской Дом»	98,3	79,3	133,5	78,0
11.	ООО «Управляющая Компания жилищно-коммунального хозяйства № 3»	22,2	27,0	43,2	27,4
12.	ООО «Управляющая компания «Коммунальный функциональный комплекс-44»	16,2	13,8	20,7	12,6
13.	ООО «Управляющая компания ЖКХ № 2»	32,3	18,8	35,5	18,5
14.	ООО «УК Жилстрой-2»	14,2	10,5	14,9	8,9
15.	ООО «Управляющая компания «Ремжилстрой+»	22,2	18,4	27,9	18,2
16.	ОГБУЗ «Окружная больница Костромского округа № 1»	5,4	5,1	5,7	5,1
17.	АО «Тепличный комбинат «Высоковский»	25,3	110,6	26,3	110,6
18.	МУП ЖКХ «Караваяево» администрации Караваяевского сельского поселения Костромского муниципального района Костромской области	32,6	28,3	33,2	12,6
19.	ОГБУЗ «Костромская областная клиническая больница имени Королева Е.И.»	8,2	5,0	8,6	5,0
20.	ООО УК «ИнтехКострома»	24,1	17,2	28,9	16,8
21.	ООО «Управляющая компания «Юбилейный 2007»	122,1	86,7	139,8	85,6
22.	АО «Ремонтно-эксплуатационное управление»	9,4	37,0	9,3	8,9
23.	МУП города Костромы «Городские сети»	53,9	21,1	225,4	70,4
24.	МУП города Костромы «Городская управляющая компания»	46,0	21,9	52,0	21,3

33. К числу крупных потребителей области также относятся АО «Галичский автокрановый завод» (потребление около 56 тыс. Гкал),

Нерехтское производственное подразделение «Нерехтский механический завод» АО «НПО «Базальт» (потребление около 28 тыс. Гкал), ОАО «Газпромтрубинвест» (потребление около 25 тыс. Гкал), ПАО «Красносельский Ювелирпром» (потребление около 10 тыс. Гкал). При этом данные потребители обладают собственными котельными.

Источниками тепловой мощности АО «ГАЗЗ» являются водогрейная и паровая котельные. Установленная мощность водогрейной котельной 70 Гкал/ч (2 водогрейных отопительных котла марки ПТВМ-30М с мощностью 35 Гкал/ч каждый). Установленная мощность паровой котельной – 12 Гкал/ч (2 паровых котла марки ДКВР 10/30 с мощностью 6 Гкал/ч каждый).

Заводская котельная Нерехтского производственного подразделения «Нерехтский механический завод» АО «НПО «Базальт» с установленной тепловой мощностью 42,5 Гкал/ч. На объекте установлены паровые котлы типа ДКВР 25/13 и ДКВР 10/13.

#### Глава 7. Структура установленной электрогенерирующей мощности на территории Костромской области

34. По состоянию на 31 декабря 2016 года установленная мощность электростанций Костромской области составила 3 824 МВт.

На территории Костромской области деятельность по производству и поставке на оптовый рынок электроэнергии и мощности осуществляют следующие генерирующие компании:

- 1) филиал «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»;
- 2) ГУ ПАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону г. Кострома.

Структура установленной электрической мощности на территории Костромской области по состоянию на 31 декабря 2016 года приведена в таблице № 16 и на рисунке № 10.

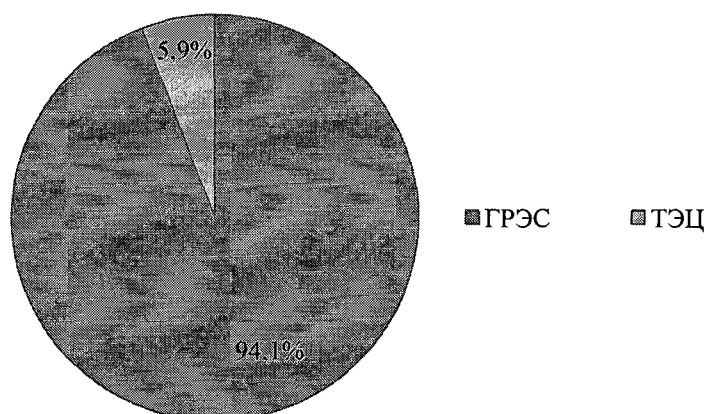
Таблица № 16

Структура установленной электрической мощности на территории Костромской области по состоянию на 31 декабря 2016 года, МВт

Тип электростанций	Генерирующие компании	Установленная мощность
ГРЭС	филиал «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	3 600
ТЭЦ	ГУ ПАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону г. Кострома	203
	МУП «Шарьинская ТЭЦ»	21
	Всего	3 824

По сравнению с 2015 годом установленная мощность электростанций Костромской области не изменилась.

Структура установленной электрической мощности на территории  
Костромской области по типам электростанций по состоянию  
на 31 декабря 2016 года



Глава 8. Состав существующих электростанций с группировкой  
по принадлежности к энергокомпаниям

35. На территории Костромской области выработку электроэнергии осуществляют четыре электростанции, информация о которых приведена в таблице № 17.

Таблица № 17

Состав электростанций Костромской области  
по состоянию на 31 декабря 2016 года

Генерирующая компания	Электростанция	Установленная мощность, МВт	Доля в общей установленной мощности области, %
Филиал «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация»	Костромская ГРЭС	3 600	94,1
ГУ ПАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону г. Кострома	Костромская ТЭЦ-1	33	0,9
	Костромская ТЭЦ-2	170	4,4
МУП «Шарьинская ТЭЦ»	Шарьинская ТЭЦ	21	0,6
Всего		3 824	100

По состоянию на 31 декабря 2016 года основная доля в установленной мощности электростанций Костромской области (94,1%) приходилась на Костромскую ГРЭС.

36. Костромская ГРЭС является основным питающим центром Костромской энергосистемы, обеспечивающим электроснабжение не только потребителей Костромской, но и Ивановской, Ярославской, Владимирской, Московской, Нижегородской областей.

В таблице № 18 представлена характеристика основного производственного оборудования Костромской ГРЭС.

Таблица № 18

Характеристика основного производственного оборудования  
Костромской ГРЭС

Станционный номер	Марка/ модель	Вид топлива	Мощность, МВт	Мощность, т пар/ч	Мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5	6	7
Турбоагрегаты						
№ 1	К-300-240		300		50	1969
№ 2	К-300-240		300		50	1969
№ 3	К-300-240		300		50	1970
№ 4	К-300-240		300		50	1970
№ 5	К-300-240		300		50	1971
№ 6	К-300-240		300		50	1972
№ 7	К-300-240		300		50	1972
№ 8	К-300-240		300		50	1973
№ 9	К-1200-240-3		1 200		50	1980
Котлоагрегаты						
№ 1	ТГМП-114	газ/мазут		950		1969
№ 2	ТГМП-114	газ/мазут		950		1969
№ 3	ТГМП-114	газ/мазут		950		1970
№ 4	ТГМП-114	газ/мазут		950		1970
№ 5	ТГМП-314	газ/мазут		950		1971
№ 6	ТГМП-314	газ/мазут		950		1972
№ 7	ТГМП-314	газ/мазут		950		1972
№ 8	ТГМП-314	газ/мазут		950		1973
№ 9	ТГМП-1202	газ/мазут		3 950		1980
Генераторы						
№ 1	ТВВ-320-2У3		300			1969
№ 2	ТВВ-350-2У3		350			1969/1995
№ 3	ТВВ-320-2У3		300			1970
№ 4	ТВВ-350-2У3		350			1970/2006
№ 5	ТВВ-320-2У3		300			1971/2007
№ 6	ТВВ-320-2У3		300			1972
№ 7	ТВВ-320-2У3		300			1972
№ 8	ТВВ-320-2У3		300			1973
№ 9	ТВВ-1200-2У3		1 200			1980/1991

37. ГУ ПАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону г. Кострома входит в состав ПАО «Территориальная генерирующая компания № 2». Выработку электроэнергии в регионе осуществляют Костромская ТЭЦ-1, Костромская ТЭЦ-2. Информация об установленной электрической и тепловой мощности электростанций ГУ ПАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону г. Кострома приведена в таблице № 19.

Таблица № 19

Установленная электрическая и тепловая мощность электростанций  
ГУ ПАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону г. Кострома

Электростанции	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
Костромская ТЭЦ-1	33	450	1930
Костромская ТЭЦ-2	170	611	1974
Итого	203	1 061	-

Структура установленной электрической мощности объектов ГУ ПАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону г. Кострома по состоянию на 31 декабря 2016 года приведена на рисунке № 11.

Рисунок № 11

Структура установленной электрической мощности объектов  
ГУ ПАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону г. Кострома  
по состоянию на 31 декабря 2016 года



38. Наибольшая доля в установленной мощности объектов ГУ ПАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону г. Кострома приходится на Костромскую ТЭЦ-2 – 83,7%.

Костромская ТЭЦ-2 введена в эксплуатацию в 1974 году. Установленная электрическая мощность станции составляет 170 МВт, тепловая – 611 Гкал/ч. Характеристика основного производственного оборудования Костромской ТЭЦ-2 приведена в таблице № 20.

Таблица № 20

Характеристика основного производственного оборудования  
Костромской ТЭЦ-2

Станционный номер	Марка/ модель	Вид топлива	Мощность, МВт	Мощность, т пар/ч	Мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
Турбоагрегаты						
№ 1	ПТ-60-130/13		60		136	1974
№ 2	Т-100-120/130-3		110		175	1976
Котлоагрегаты						
№ 1	БКЗ-210-140	газ/мазут		210		1974
№ 2	БКЗ-210-140	газ/мазут		210		1975
№ 3	БКЗ-210-140	газ/мазут		210		1976
№ 3	БКЗ-210-140	газ/мазут		210		1978
№ 3	КВГМ-100	газ/мазут			100	1989
№ 4	КВГМ-100	газ/мазут			100	1991
№ 5	КВГМ-100	газ/мазут			100	1994
Генераторы						
№ 1	ТВФ-63-2		60			1974
№ 2	ТВФ-120-2		110			1976

39. На Костромскую ТЭЦ-1 приходится 16,3% от установленной мощности всех электростанций ГУ ПАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону г. Кострома.

Костромская ТЭЦ-1 введена в эксплуатацию в 1930 году. Установленная электрическая мощность станции составляет 33 МВт, тепловая – 450 Гкал/ч. В таблице № 21 приведена характеристика основного производственного оборудования Костромской ТЭЦ-1.

Таблица № 21

Характеристика основного производственного оборудования  
Костромской ТЭЦ-1

Станционный номер	Марка/ модель	Вид топлива	Мощность, МВт	Мощность, т пар/ч	Мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5	6	7
Турбоагрегаты						
№ 2	Р-12-35/5		9		74	1976
№ 4	АП-6		6		28	1958
№ 5	Р-12-35/5		9		74	1965
№ 6	Р-12-35/5		9		74	1966
Котлоагрегаты						
№ 1	ПТВМ-50	газ/мазут			50	1968
№ 2	ПТВМ-50	газ/мазут			50	1973
№ 3	ПТВМ-100	газ/мазут			100	1976
№ 3	БКЗ-75-39	торф/газ/мазут		75		1965

1	2	3	4	5	6	7
№ 4	БКЗ-75-39	торф/газ/ мазут		75		1965
№ 5	БКЗ-75-39	газ/мазут		75		1966
№ 6	БКЗ-75-39	газ/мазут		75		1967
№ 7	БКЗ-75-39	торф/газ/ мазут		75		1983
№ 8	БКЗ-75-39	торф/газ/ мазут		75		1988
Генераторы						
№ 2	T2-12-2		9			1976
№ 4	T2-6-2		6			1958
№ 5	T2-12-2		9			1965
№ 6	T2-12-2		9			1966

40. Шарьинская ТЭЦ введена в эксплуатацию в 1965 году. Установленная электрическая мощность станции составляет 21 МВт, тепловая – 388 Гкал/ч. Характеристика основного производственного оборудования Шарьинской ТЭЦ приведена в таблице № 22.

Таблица № 22

Характеристика основного производственного оборудования  
Шарьинской ТЭЦ

Станци- онный номер	Марка/модель	Вид топлива	Мощность, МВт	Мощность, т пар/ч	Мощность, Гкал/ч	Дата ввода в эксплуатацию
Турбоагрегаты						
№ 1	ПР-6-35 (5) 1,2		3		31	1965
№ 2	ПР-6-35 (15) 5		6		56	1966
№ 3	P-12-35/5		12		74	1979
Котлоагрегаты						
№ 1	ТП-35/39У	торф		35		1964
№ 2	ТП-35/39У	торф		35		1965
№ 3	ТП-35/39У	торф		35		1966
№ 4	T-35/40	торф		35		1973
№ 5	БКЗ-75/39	мазут		75		1975
№ 6	БКЗ-75/39	мазут		75		1976
№ 1	КВГМ-100	мазут			100	1987
№ 2	КВГМ-100	мазут			100	1986
Генераторы						
№ 1	T2-6-2		3			1965
№ 2	T2-6-2		6			1966
№ 3	T12-2		12			1979

41. Важнейшей проблемой энергетической отрасли в настоящее время является старение основного оборудования электростанций. В таблице № 23 приведена возрастная структура оборудования электростанций Костромской области в разрезе генерирующих компаний.

На электростанциях Костромской области более 30 лет не

осуществлялся ввод нового оборудования. Основная часть установленной мощности электростанций (2 591 МВт, или 67,8% от суммарной установленной мощности электростанций) введена в период 1971 – 1980 годы (рисунок № 12). Доля установленной электрической мощности оборудования, введенного в эксплуатацию более 50 лет назад, невелика и составляет всего 0,9%.

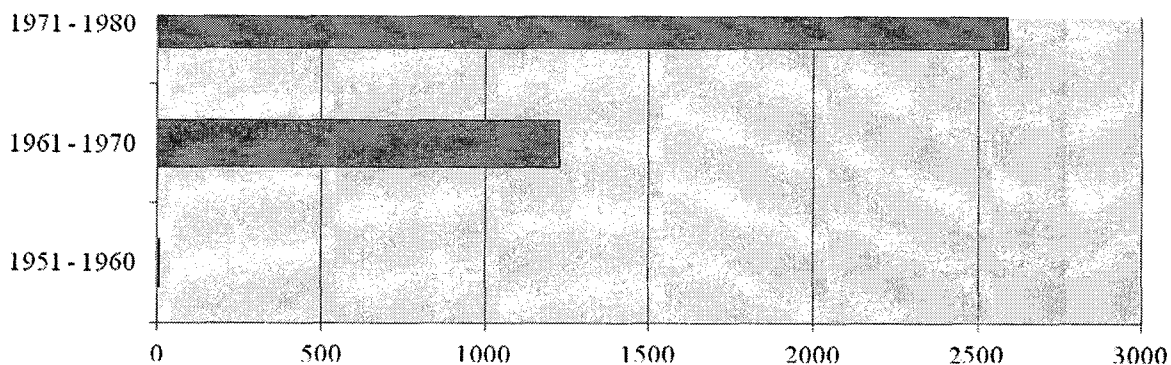
Таблица № 23

Возрастная структура оборудования электростанций Костромской области в разрезе генерирующих компаний, МВт

Электростанции	Годы ввода установленной мощности			
	1951 – 1960	1961 – 1970	1971 – 1980	Всего
Костромская ГРЭС	0	1 200	2 400	3 600
ГУ ПАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону г. Кострома	ТЭЦ-1	6	18	33
	ТЭЦ-2	0	0	170
МУП «Шарьинская ТЭЦ»	0	9	12	21
Всего	6	1 227	2 591	3 824

Рисунок № 12

Возрастная структура электрогенерирующих мощностей в Костромской области, МВт



## Глава 9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

42. В 2016 году в Костромской области произведено 15 284,8 млн. кВт·ч электроэнергии. По сравнению с 2015 годом выработка электроэнергии увеличилась на 300,5 млн. кВт·ч, или на 2,0%.

В таблице № 24 приведена выработка электроэнергии по типам электростанций в Костромской области в 2015 – 2016 годах.

Увеличение выработки электроэнергии в 2016 году произошло за счет увеличения выработки электроэнергии на электростанциях всех типов, но главным образом обусловлено загрузкой Костромской ГРЭС.



Таблица № 24

Выработка электроэнергии по типам электростанций в Костромской области в 2015 – 2016 годах

Тип электростанции	2015		2016		
	выработка, млн. кВт·ч	прирост, %	выработка, млн. кВт·ч	прирост, %	доля в выработке, %
Всего, в том числе	14 984,3	-9,2	15 284,8	2,0	100
ГРЭС	14 086,7	-9,6	14 330,9	1,7	93,8
ТЭЦ	897,6	-2,5	953,9	6,3	6,2

Сведения о динамике и структуре производства электроэнергии в Костромской области в разрезе генерирующих компаний и отдельных электростанций приведены в таблице № 25.

Таблица № 25

Динамика и структура производства электроэнергии в Костромской области в разрезе генерирующих компаний и отдельных электростанций

Генерирующая компания	Электростанция	Выработка электроэнергии в 2016 году, млн. кВт·ч	Прирост по отношению к 2015 году, %
Филиал «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Костромская ГРЭС	14 330,9	1,7
ГУ ПАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону г. Кострома	Костромская ТЭЦ-1	86,1	6,7
	Костромская ТЭЦ-2	834,5	4,9
МУП «Шарьинская ТЭЦ»	Шарьинская ТЭЦ	33,3	53,4
Всего		15 284,8	2,0

43. Самым крупным производителем электроэнергии в Костромской области является Костромская ГРЭС. Выработка электроэнергии на Костромской ГРЭС в 2016 году увеличилась по сравнению с 2015 годом на 1,7% и составила 14 330,9 млн. кВт·ч (или 93,8% от суммарной выработки электрической энергии в области).

Выработка электроэнергии объектами ГУ ПАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону г. Кострома в 2016 году составила 920,6 млн. кВт·ч (6,0% от суммарной выработки в регионе), причем основная доля электроэнергии (около 90%) выработана на Костромской ТЭЦ-2.

## Глава 10. Характеристика балансов электрической энергии и мощности энергосистемы Костромской области

44. Собственный максимум нагрузки энергосистемы в 2016 году составил 645 МВт, что составило увеличение на 4,0% по отношению к 2015 году.

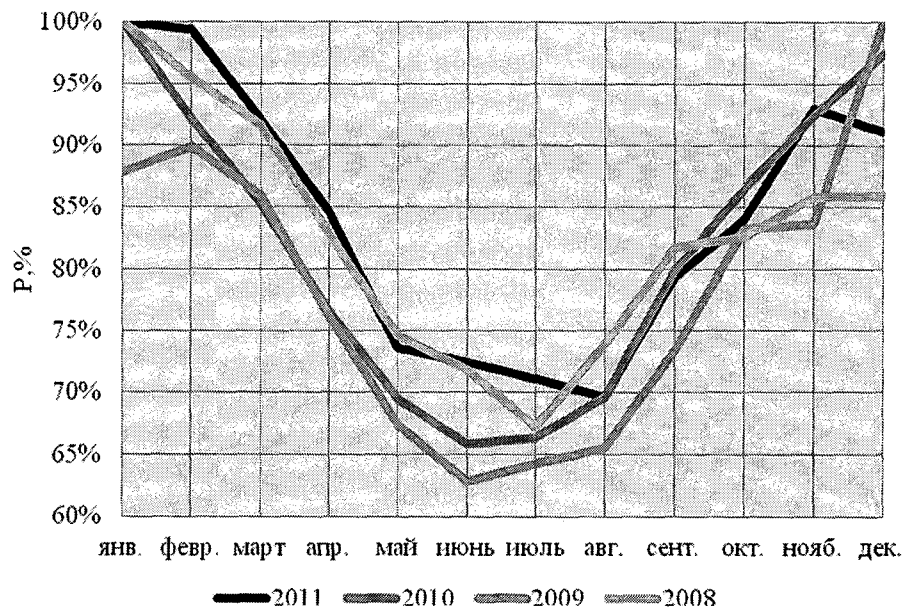
На рисунке № 13 представлены годовые графики месячных максимумов нагрузки Костромской энергосистемы. Снижение максимальных нагрузок в летний период составляет 30 – 33% от годового максимума. В период мирового экономического кризиса, который в нашей стране сказался на уменьшении абсолютных значений электропотребления, начиная с 4 квартала 2008 года, неравномерность месячных нагрузок увеличилась до 39%.

В таблице № 26 представлены значения коэффициентов неравномерности и коэффициентов заполнения суточных графиков по потреблению Костромской энергосистемы в 2007 – 2011 годах.

Коэффициент неравномерности графиков по потреблению Костромской энергосистемы – отношение минимальной и максимальной нагрузки энергосистемы за рассматриваемый период времени.

Рисунок № 13

Годовые графики месячных максимумов нагрузки Костромской энергосистемы



Коэффициент заполнения графиков по потреблению – отношение средней и максимальной нагрузки энергосистемы за рассматриваемый период времени.

Характер суточной нагрузки Костромской энергосистемы один из самых неравномерных среди всех энергосистем ОЭС Центра. К примеру,

более низкие значения приведенных показателей в 2011 году демонстрировали только Московская и Ивановская энергосистемы.

Неравномерность графика потребления в рассматриваемом периоде увеличилась, что, очевидно, связано со снижением промышленного потребления в ночные часы, а также увеличением доли быта в общей структуре электропотребления области.

Таблица № 26

Значения коэффициентов неравномерности и коэффициентов заполнения суточных графиков по потреблению  
Костромской энергосистемы в 2007 – 2011 годах

Коэффициенты неравномерности суточных графиков нагрузки Костромской энергосистемы												
Год	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2011	0,695	0,729	0,725	0,709	0,657	0,642	0,678	0,67	0,668	0,691	0,69	0,685
2010	0,714	0,719	0,736	0,699	0,669	0,663	0,677	0,694	0,684	0,691	0,711	0,711
2009	0,687	0,706	0,719	0,72	0,669	0,641	0,658	0,684	0,675	0,677	0,704	0,711
2008	0,763	0,769	0,754	0,717	0,667	0,665	0,667	0,678	0,68	0,684	0,714	0,703
2007	0,807	0,791	0,829	0,781	0,754	0,709	0,714	0,716	0,744	0,721	0,781	0,783
Коэффициенты заполнения суточных графиков нагрузки потребителей Костромской энергосистемы												
Год	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2011	0,877	0,884	0,884	0,867	0,849	0,845	0,857	0,854	0,857	0,864	0,87	0,869
2010	0,879	0,876	0,885	0,862	0,86	0,857	0,863	0,866	0,858	0,874	0,889	0,881
2009	0,869	0,881	0,871	0,857	0,843	0,844	0,849	0,858	0,86	0,857	0,877	0,881
2008	0,913	0,911	0,891	0,864	0,849	0,854	0,849	0,853	0,854	0,86	0,885	0,881
2007	0,926	0,9	0,908	0,889	0,883	0,844	0,861	0,874	0,881	0,88	0,912	0,91

45. Фактические балансы электрической энергии и мощности в 2012 – 2016 годах в Костромской области приведены в таблице № 27.

Таблица № 27

## Балансы электрической энергии и мощности в 2012 – 2016 годах

Показатели	2012	2013	2014	2015	2016
Выработка, млн. кВт·ч	15 180	15 203	16 502	14 984,3	15 284,8
Потребление, млн. кВт·ч	3 655	3 602	3 617	3 578,8	3 636,3
Сальдо, млн. кВт·ч	- 11 525	- 11 601	- 12 885	- 11 405,5	- 11 648,5
Генерация, МВт	2 582	2 603	2 867	2 869	1 696
Потребление, МВт	684	655	645	620	645
Сальдо, МВт	- 1 898	- 1 948	- 2 222	- 2 249	- 1 051

Анализ данных, приведенных в таблицах, показывает, что Костромская энергосистема является избыточной как по мощности, так и по объему (количеству) вырабатываемой электроэнергии.

## Глава 11. Крупные энергоузлы Костромской энергосистемы

46. По данным филиала ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго», основными энергоузлами Костромской области являются следующие районы электрических сетей (далее – РЭС): Городской, Костромской, Красносельский, Нерехтский, Галичский, Буйский, Мантуровский и Шарьинский. В таблице № 28 представлена характеристика балансов электрической энергии и мощности крупных энергоузлов Костромской энергосистемы в 2012 – 2016 годах.

Таблица № 28

## Характеристика балансов электрической энергии и мощности крупных энергоузлов Костромской энергосистемы в 2012 – 2016 годах

№ п/п	Наименование энергоузла	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7
1.	Городской РЭС:					
	отпуск в сеть, млн. кВт·ч	750,29	750,67	747,81	736,16	743,56
	годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч	646,41	639,88	649,59	647,30	656,82
	сальдо, млн. кВт·ч	103,88	110,79	98,22	88,86	86,75
	покрытие, МВт	129,20	129,40	129,40	129,25	128,18
	максимум нагрузки, МВт	110,13	109,02	109,02	109,5	111,91
	сальдо, МВт	19,10	20,04	20,40	19,75	16,27
2.	Костромской РЭС:					
	отпуск в сеть, млн. кВт·ч	144,67	144,15	145,29	146,08	153,04
	годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч	111,12	111,54	113,64	116,20	119,25
	сальдо, млн. кВт·ч	33,55	32,61	31,65	29,88	33,79

1	2	3	4	5	6	7
	покрытие, МВт	26,30	28,83	28,83	30,20	31,64
	максимум нагрузки, МВт	22,10	22,18	22,18	24,78	25,43
	сальдо, МВт	4,20	6,65	6,65	5,42	6,21
3.	Красносельский РЭС:					
	отпуск в сеть, млн. кВт·ч	61,35	62,86	63,19	63,82	69,86
	годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч	47,94	47,73	48,98	50,05	54,46
	сальдо, млн. кВт·ч	13,41	15,13	14,20	13,76	15,40
	покрытие, МВт	16,72	18,34	18,34	16,84	20,38
	максимум нагрузки, МВт	11,11	11,06	11,06	11,13	12,62
	сальдо, МВт	5,61	7,28	7,28	7,42	7,76
4.	Нерехтский РЭС:					
	отпуск в сеть, млн. кВт·ч	81,79	77,64	79,05	77,81	77,99
	годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч	58,26	58,45	59,15	59,25	58,53
	сальдо, млн. кВт·ч	23,53	19,19	19,90	18,55	19,46
	покрытие, МВт	18,44	18,77	18,77	18,81	17,58
	максимум нагрузки, МВт	14,50	14,55	14,55	14,60	14,57
	сальдо, МВт	4,62	5,74	5,74	5,76	3,02
5.	Галичский РЭС:					
	отпуск в сеть, млн. кВт·ч	66,86	65,17	63,42	61,20	61,53
	годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч	52,11	50,43	49,38	47,43	48,29
	сальдо, млн. кВт·ч	14,75	14,74	14,04	13,77	13,24
	покрытие, МВт	15,20	14,81	14,81	14,80	13,99
	максимум нагрузки, МВт	12,57	12,16	12,16	11,00	11,65
	сальдо, МВт	2,63	2,65	2,65	3,80	2,34
6.	Буйский РЭС:					
	отпуск в сеть, млн. кВт·ч	78,56	75,22	73,44	71,06	72,40
	годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч	63,17	60,85	60,60	59,46	60,63
	сальдо, млн. кВт·ч	15,39	14,36	12,84	11,60	11,77
	покрытие, МВт	16,03	15,35	15,35	15,00	14,61
	максимум нагрузки, МВт	14,17	13,65	13,65	13,30	12,24
	сальдо, МВт	1,86	1,70	1,70	1,70	2,38
7.	Мантуровский РЭС:					
	отпуск в сеть, млн. кВт·ч	50,85	48,90	48,29	47,96	48,60
	годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч	38,28	37,97	37,87	37,03	38,47
	сальдо, млн. кВт·ч	12,57	10,92	10,42	10,93	10,13
	покрытие, МВт	11,18	10,75	10,75	10,65	10,69
	максимум нагрузки, МВт	8,84	8,77	8,77	8,60	8,88
	сальдо, МВт	2,34	1,98	1,98	2,05	1,80
8.	Шарьинский РЭС:					
	отпуск в сеть, млн. кВт·ч	91,40	94,67	92,24	95,28	102,64
	годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч	69,04	71,47	71,39	75,71	79,60
	сальдо, млн. кВт·ч	22,36	23,20	20,85	19,57	23,04
	покрытие, МВт	18,28	18,93	18,93	19,20	20,68
	максимум нагрузки, МВт	14,88	15,40	15,40	16,00	16,82
	сальдо, МВт	3,40	3,53	3,53	3,20	3,86

47. Динамика свободной для присоединения потребителей трансформаторной мощности основных энергоузлов Костромской области за 2012 – 2016 годы представлена в таблице № 29.

Таблица № 29

Динамика свободной для присоединения потребителей трансформаторной мощности основных энергоузлов Костромской области за 2012 – 2016 годы

№ п/п	Наименование энергоузла	Профицит центра питания, МВА				
		2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7
	Городской РЭС					
1.	ПС 110/35/6 кВ «Аэропорт»	13,77	11,71	11,71	11,71	10,23
2.	ПС 110/35/10 кВ «Восточная-2»	3,23	19,38	19,38	19,38	20,46
3.	ПС 110/35/6 кВ «Кострома-3»	-0,99	-0,99	-0,24	-0,40	5,9
4.	ПС 110/35/10 кВ «Южная»	12,27	11,58	9,32	9,32	12,22
5.	ПС 110/10 кВ «Давыдовская»	17,36	17,36	20,51	14,38	14,36
6.	ПС 110/6 кВ «Кострома-1»	0,12	0,12	-0,23	6,07	7,47
7.	ПС 110/6 кВ «Северная»	1,76	1,76	1,61	1,52	3,25
8.	ПС 110/6 кВ «Строммашина»	28,17	28,17	30,71	30,71	31,12
9.	ПС 110/10/6 кВ «Центральная»	9,81	9,81	7,56	7,26	7,26
10.	ПС 110/6 кВ «Восточная-1»	3,89	10,18	8,52	8,51	9,20
11.	ПС 35/6 кВ «Байдарка»	5,83	5,58	5,58	5,58	5,00
12.	ПС 35/6 кВ «Волжская»	3,67	3,67	3,77	3,68	2,29
13.	ПС 35/10 кВ «Караваяево»	3,16	3,16	3,26	3,26	2,88
14.	ПС 35/10 кВ «Коркино»	1,75	1,47	1,47	1,29	0,49
	Волгореченский РЭС					
15.	ПС 110/35/10 кВ «КПД»	10,70	10,70	20,83	15,14	12,70
16.	ПС 110/35/6 кВ «СУ ГРЭС»	3,81	3,81	4,07	4,07	10,83
17.	ПС 35/6 кВ «Сидоровское»	2,75	2,75	3,05	3,05	2,62
	Красносельский РЭС					
18.	ПС 35/10 кВ «Гридино»	0,47	0,47	0,60	0,60	0,90
19.	ПС 35/10 кВ «Новинки»	1,29	1,27	1,25	1,25	1,51
20.	ПС 35/10 кВ «Прискоково»	0,00	0,00	0,10	0,10	0,96
21.	ПС 110/35/10 кВ «Красное»	4,39	4,39	3,42	2,29	3,69
22.	ПС 35/10 кВ «Исаево»	3,58	3,41	3,41	3,41	3,16
23.	ПС 35/10 кВ «Чапаево»	1,79	1,79	1,99	1,99	2,42
24.	ПС 35/10 кВ «Чернево»	1,95	1,95	1,78	1,76	1,89
	Нерехтский РЭС					
25.	ПС 110/35/6 кВ «Нерехта-1»	10,49	17,00	17,00	8,74	5,99
26.	ПС 110/10 кВ «Нерехта-1»	13,21	15,74	15,74	15,74	15,42
27.	ПС 110/10/6 кВ «Нерехта-2»	6,28	4,89	9,36	9,26	9,39
28.	ПС 35/10 кВ «Татарское»	1,38	1,38	1,45	1,45	1,61
29.	ПС 110/10 кВ «Григорцево»	1,21	1,04	1,04	1,04	1,90
30.	ПС 110/10 кВ «Клементьево»	3,02	3,02	2,96	2,96	5,21
31.	ПС 35/10 кВ «Рудино»	0,91	0,91	1,08	1,08	1,94
32.	ПС 35/10 кВ «Стоянково»	0,44	0,44	0,40	0,40	1,19
33.	ПС 35/10 кВ «Владычное»	1,31	1,31	1,44	1,44	1,37
	Судиславский РЭС					

1	2	3	4	5	6	7
34.	ПС 110/10 кВ «Столбово»	4,16	4,16	4,01	3,79	8,64
35.	ПС 35/10 кВ «Раслово»	0,65	0,65	0,85	0,82	1,72
36.	ПС 110/10 кВ «Судиславль»	4,16	4,16	4,94	4,94	5,52
37.	ПС 35/10 кВ «Воронье»	1,80	1,80	1,66	1,66	1,51
	Сусанинский РЭС					
38.	ПС 35/10 кВ «Андреевское»	0,74	0,68	0,69	0,69	1,27
39.	ПС 110/35/10 кВ «Сусанино»	8,46	8,46	8,60	8,42	8,39
40.	ПС 35/10 кВ «Калининская»	2,45	2,45	2,64	2,42	2,38
41.	ПС 35/10 кВ «Попадьино»	0,66	0,66	0,68	0,68	1,31
	Буйский РЭС					
42.	ПС 110/35/10 кВ «Буй (р)»	2,33	1,70	1,62	1,39	8,70
43.	ПС 110/10 кВ «Буй (с/х)»	1,57	1,57	2,03	2,04	1,44
44.	ПС 110/10 кВ «Западная»	7,29	7,29	7,96	7,57	4,94
45.	ПС 110/10 кВ «Елегино»	0,77	0,77	0,80	0,70	2,16
46.	ПС 35/10 кВ «Дор»	1,28	1,28	1,31	1,31	1,68
47.	ПС 35/10 кВ «Дьяконово»	1,02	1,02	1,08	1,08	1,05
48.	ПС 35/10 кВ «Кренёво»	2,03	2,03	2,30	2,20	2,01
49.	ПС 35/10 кВ «Ликурга»	1,40	1,40	1,67	1,67	1,68
50.	ПС 35/10 кВ «Семеновское»	1,40	1,26	1,26	1,26	1,15
51.	ПС 35/10 кВ «Химик»	1,09	1,09	1,26	1,25	2,65
52.	ПС 35/10 кВ «Шушкодом»	0,82	0,82	0,82	0,83	0,76
	Солигаличский РЭС					
53.	ПС 110/35/10 кВ «Солигалич»	6,47	6,47	6,76	6,69	5,08
54.	ПС 35/10 кВ «Починок»	1,49	1,49	1,52	1,52	1,68
55.	ПС 35/10 кВ «Горбачево»	1,55	1,55	1,57	1,57	0,82
56.	ПС 35/10 кВ «Калинино»	0,43	0,47	0,47	0,47	1,42
57.	ПС 35/10 кВ «Куземино»	1,28	1,28	1,34	1,34	1,25
58.	ПС 35/10 кВ «Совета»	0,56	0,56	0,56	0,56	0,86
	Островский РЭС					
59.	ПС 110/35/10 кВ «Александрово»	3,38	3,37	3,60	3,60	4,10
60.	ПС 110/35/10 кВ «Красная Поляна»	7,48	7,07	7,07	7,07	8,49
61.	ПС 35/10 кВ «Адищево»	1,21	1,21	1,21	1,21	2,39
62.	ПС 35/10 кВ «Игодово»	1,53	1,53	0,93	1,56	1,50
63.	ПС 35/10 кВ «Клеванцово»	1,44	1,44	1,48	1,48	1,92
64.	ПС 35/10 кВ «Островское»	1,83	1,83	2,05	2,05	2,29
	Галичский РЭС					
65.	ПС 110/35/10 кВ «Новая»	4,33	4,33	5,14	5,14	6,39
66.	ПС 110/35/10 кВ «Орехово»	5,26	4,95	4,95	4,95	5,47
67.	ПС 110/10 кВ «Лопарево»	2,57	2,57	2,74	2,74	2,53
68.	ПС 35/10 кВ «ПТФ»	3,75	3,75	4,47	3,74	3,76
69.	ПС 35/10 кВ «Кабаново»	2,52	2,52	2,45	2,45	2,32
70.	ПС 35/10 кВ «Левково»	0,52	0,61	0,61	0,61	1,29
71.	ПС 35/10 кВ «Н.Берёзовец»	0,10	0,10	0,12	0,04	1,97
72.	ПС 35/10 кВ «Пронино»	2,45	2,45	2,45	2,45	2,25
73.	ПС 35/10 кВ «Толтуново»	2,51	2,51	2,52	2,36	2,91
74.	ПС 35/10 кВ «Степаново»	2,00	2,00	1,91	1,91	3,37
	Чухломский РЭС					
75.	ПС 110/35/10 кВ «Чухлома»	4,71	4,61	4,30	4,12	4,71
76.	ПС 110/10 кВ «Луковцино»	1,19	1,19	0,85	0,97	1,82



1	2	3	4	5	6	7
77.	ПС 110/10 кВ «Фёдоровское»	1,35	1,35	1,40	1,39	2,25
78.	ПС 35/10 кВ «Панкратово»	0,33	0,33	0,36	0,36	0,91
79.	ПС 35/10 кВ «Петровское»	0,45	0,44	0,44	0,44	1,18
80.	ПС 35/10 кВ «Судай»	1,16	1,16	1,25	1,25	1,40
	Антроповский РЭС					
81.	ПС 110/35/10 кВ «Антропово (р)»	0,52	0,52	1,22	1,22	2,76
82.	ПС 35/10 кВ «Палкино»	2,38	2,38	2,44	2,44	2,63
83.	ПС 35/10 кВ «Словинка»	1,63	1,63	1,65	1,65	1,68
84.	ПС 35/10 кВ «Котельниково»	0,13	0,13	0,13	0,13	0,82
85.	ПС 35/10 кВ «Легитово»	0,72	0,72	0,84	0,84	2,09
86.	ПС 35/10 кВ «Слобода»	0,65	0,63	0,63	0,63	2,14
	Кадынский РЭС					
87.	ПС 110/35/10 кВ «Кадый»	7,32	6,45	6,45	6,45	8,19
88.	ПС 35/10 кВ «Екатеринкино»	1,69	1,69	1,67	1,67	2,26
89.	ПС 35/10 кВ «Завражье»	0,45	0,45	0,51	0,51	1,28
90.	ПС 35/10 кВ «Окулово»	0,72	0,63	0,63	0,63	1,24
91.	ПС 35/10 кВ «Чернышево»	1,11	0,88	0,88	0,88	2,86
	Кологривский РЭС					
92.	ПС 110/35/10 кВ «Ильинское»	5,18	5,18	5,24	5,24	8,84
93.	ПС 110/35/10 кВ «Яковлево»	5,18	5,18	5,04	5,04	9,19
94.	ПС 35/10 кВ «Кологрив»	3,50	3,50	3,54	3,54	3,61
95.	ПС 35/10 кВ «Овсянниково»	1,36	1,36	1,56	1,56	1,60
96.	ПС 35/10 кВ «Черменино»	0,79	0,67	0,67	0,67	1,35
	Мантуровский РЭС					
97.	ПС 110/6/10 кВ «БХЗ»	23,67	23,67	24,66	24,66	24,66
98.	ПС 110/10 кВ «Гусево»	1,34	1,34	1,26	1,22	1,95
99.	ПС 35/10 кВ «Медведица»	0,77	0,77	0,92	0,92	1,96
100.	ПС 35/10 кВ «Сосновка»	1,39	1,39	1,51	1,51	1,36
	Макарьевский РЭС					
101.	ПС 110/35/10 кВ «Макарьев-1»	3,76	3,76	3,08	3,08	8,40
102.	ПС 35/10 кВ «Горчуха»	1,44	1,44	1,99	1,99	2,68
103.	ПС 35/10 кВ «Макарьев-2»	2,78	2,78	4,11	4,11	4,00
104.	ПС 35/10 кВ «Тимошино»	0,87	0,85	0,92	0,92	0,90
105.	ПС 35/10 кВ «Унжа»	0,34	0,34	0,96	0,96	1,03
106.	ПС 35/10 кВ «Якимово»	1,61	1,61	1,64	1,64	1,65
107.	ПС 35/10 кВ «Нежитино»	0,30	0,25	0,25	0,25	0,66
108.	ПС 35/10 кВ «Николо-Макарово»	0,50	0,50	0,50	0,50	1,02
	Межевской РЭС					
109.	ПС 110/10 кВ «Новинское»	1,10	1,10	1,12	1,01	2,14
110.	ПС 35/10 кВ «Георгиевское»	1,71	1,71	1,83	1,83	1,46
111.	ПС 35/10 кВ «Филино»	0,56	0,56	0,66	0,66	1,21
	Нейский РЭС					
112.	ПС 110/35/27,5/10 кВ «Нея»	36,17	34,36	34,36	30,80	13,31
113.	ПС 110/10 кВ «Дьяконово»	0,85	0,76	0,76	0,76	1,99
114.	ПС 110/10 кВ «Октябрьская»	1,59	1,59	1,80	1,80	1,66
115.	ПС 35/10 кВ «Вожерово»	1,65	1,65	1,64	1,64	1,61
116.	ПС 35/10 кВ «Кужбал»	1,08	1,08	0,96	1,12	1,84
	Парфеньевский РЭС					
117.	ПС 110/10 кВ «Николо-Полома»	0,09	0,09	0,21	0,17	1,38

1	2	3	4	5	6	7
118.	ПС 35/10 кВ «Матвеево»	1,80	1,80	1,84	1,81	1,73
119.	ПС 35/10 кВ «Парфеньево»	3,04	3,04	3,98	3,98	2,78
	Вохомский РЭС					
120.	ПС 110/35/10 кВ «Вохма»	0,99	0,99	2,32	1,79	0,89
121.	ПС 110/35/10 кВ «Никола»	2,63	2,63	2,78	3,13	5,58
122.	ПС 35/10 кВ «Лапшино»	2,32	2,32	2,65	2,64	2,80
123.	ПС 35/10 кВ «Спасе»	1,68	1,68	1,81	1,81	1,52
124.	ПС 35/10 кВ «Заветлужье»	0,56	0,56	0,56	0,56	1,40
125.	ПС 35/10 кВ «Талица»	1,34	1,34	1,49	1,41	1,35
126.	ПС 35/10 кВ «Хорошая»	1,89	1,89	1,93	1,89	2,30
	Павинский РЭС					
127.	ПС 110/35/10 кВ «Павино»	4,06	4,06	4,18	4,18	5,44
128.	ПС 35/10 кВ «Леденгская»	1,53	1,53	1,45	1,45	1,40
	Поназыревский РЭС					
129.	ПС 110/10 кВ «Гудково»	1,32	1,32	1,19	1,19	2,12
130.	ПС 110/10 кВ «Шортюг»	2,95	2,95	2,94	2,94	5,42
131.	ПС 110/10 кВ «Якшанга»	2,06	2,06	2,14	2,14	4,62
	Пыщугский РЭС					
132.	ПС 110/35/10 кВ «Пыщуг»	4,20	4,12	4,12	4,12	4,15
	Рождественский РЭС					
133.	ПС 110/35/10 кВ «Рождественское»	3,18	3,18	3,24	3,18	5,20
134.	ПС 35/10 кВ «Одоевское»	1,58	1,58	1,58	1,58	1,30
135.	ПС 35/10 кВ «Катунино»	1,16	1,16	1,19	1,19	2,22
136.	ПС 35/10 кВ «Конёво»	0,55	0,46	0,46	2,58	1,09
	Октябрьский РЭС					
137.	ПС 35/10 кВ «Боговарово»	1,97	1,97	1,72	1,72	1,34
138.	ПС 35/10 кВ «Забегево»	0,77	0,74	0,74	0,71	1,33
139.	ПС 35/10 кВ «Ильинское»	0,86	0,86	0,87	0,87	1,47
140.	ПС 35/10 кВ «Луптюг»	1,15	1,13	1,13	1,13	2,12
141.	ПС 35/10 кВ «Соловецкое»	0,63	0,63	0,63	0,63	1,42
	Шарьинский РЭС					
142.	ПС 110/35/6 кВ «Шарья (р)»	3,98	3,98	3,89	2,89	4,74
143.	ПС 110/6/6 кВ «Промузел»	23,04	23,04	24,49	24,49	21,41
144.	ПС 110/10 кВ «Шекшема»	1,92	1,92	2,06	2,06	5,51
145.	ПС 35/10 кВ «Головино»	0,06	0,04	0,04	0,04	0,64
146.	ПС 35/10 кВ «Кривячка»	0,80	0,80	1,04	1,04	0,82
147.	ПС 35/10 кВ «Николо-Шанга»	0,79	0,79	0,56	1,13	1,37
148.	ПС 35/10 кВ «Пищёвка»	0,26	0,22	0,22	0,22	0,72
149.	ПС 35/6 кВ «Центральная»	4,54	4,54	3,67	1,19	2,37
	Костромской РЭС					
150.	ПС 110/35/10 кВ «Василёво»	9,23	9,09	8,95	8,95	8,09
151.	ПС 110/35/10/6 кВ «Калинки»	6,32	7,01	7,02	7,02	6,59
152.	ПС 35/6 кВ «ЭМЗ»	0,23	0,23	0,48	0,48	0,48
153.	ПС 35/6 кВ «Сандогора»	0,08	0,08	0,12	0,12	0,52
154.	ПС 35/10 кВ «Апраксино»	1,32	1,57	1,34	1,34	0,92
155.	ПС 35/10 кВ «Кузьмищи»	1,23	1,14	0,94	0,93	1,00
156.	ПС 35/10 кВ «Минское»	0,76	0,76	1,84	1,83	1,28
157.	ПС 35/6 кВ «Мисково»	1,65	1,65	1,70	1,64	1,70
158.	ПС 35/6 кВ «Никольское»	2,62	2,62	2,82	2,82	1,73

1	2	3	4	5	6	7
159.	ПС 35/10 кВ «Сушево»	1,28	1,28	1,99	1,99	1,23
160.	ПС 35/10 кВ «Борщино»	4,16	4,06	4,06	4,06	3,44
161.	ПС 35/10 кВ «Горьковская»	0,38	0,38	0,78	0,78	1,37
162.	ПС 35/10 кВ «Ильинское»	0,85	0,81	0,80	0,80	0,50
163.	ПС 35/10 кВ «Кузнецово»	1,85	1,85	1,77	1,79	1,73
164.	ПС 35/6 кВ «Саметь»	0,25	0,25	0,65	0,65	0,65
165.	ПС 35/10 кВ «Сухоногово»	0,65	0,65	0,80	0,80	1,49

Анализ приведенных данных указывает в основном на наличие резерва мощности по данным контрольных замеров с учетом возможной к перераспределению мощности на центрах питания напряжением 35 кВ и выше Костромской области для осуществления технологического присоединения потребителей.

## Глава 12. Топливообеспечение генерирующих компаний Костромской области

48. Данные об объеме и структуре топливного баланса электростанций и крупных котельных содержатся в государственной статистической отчетности Росстата.

Общий расход топлива источниками электро- и теплоснабжения в Костромской области составил в 2015 году 5 133,1 тыс. т.у.т. органического топлива, в том числе газа – 4 909,1 тыс. т.у.т., нефтетоплива – 59,6 тыс. т.у.т., твердого топлива – 164,5 тыс. т.у.т. (таблица № 30).

Таблица № 30

### Общий расход топлива источниками электро- и теплоснабжения в Костромской области в 2011 – 2015 годах

Вид топлива	2011		2012		2013		2014		2015	
	тыс. т.у.т.	%	тыс. т.у.т.	%	тыс. т.у.т.	%	тыс. т.у.т.	%	тыс. т.у.т.	%
Всего, в том числе:	5 208,8	100	5 319,5	100	5 250,5	100	5 594,1	100	5 133,1	100
газ	4 906,4	94,2	5 025,9	94,5	4 978,4	94,8	5 355,8	95,7	4 909,1	95,6
нефтетопливо	70,7	1,4	61,3	1,2	49,2	0,9	37,8	0,7	59,6	1,2
твердое топливо, в том числе:	231,7	4,4	232,3	4,3	222,9	4,3	200,5	3,6	164,5	3,2
уголь	73,7	31,8	77,1	33,2	66,4	29,8	62,1	31,0	47,8	29,1
торф	44,4	19,2	37,0	15,9	33,5	15,0	32,0	16,0	21,2	12,9
горючие возобновляемые энергоресурсы и отходы	113,6	49,0	118,2	50,9	123,0	55,2	106,3	53,0	95,5	58,0

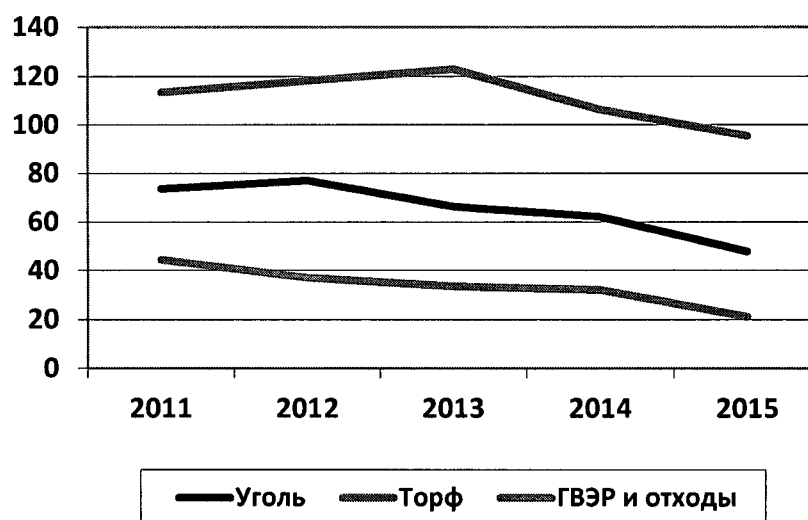
В общем объеме расходуемого на территории области всеми источниками генерации топлива доля природного газа в 2015 году составила 95,6%, доля нефтепродуктов (прежде всего мазута) – 1,2%,

твердого топлива – 3,2%. При этом из приведенных в таблице № 30 данных видно, что такая структура топливного баланса изменялась в течение всего рассматриваемого периода незначительно.

49. Структура потребления твердого топлива за рассматриваемый период претерпела существенные изменения за счет значительного увеличения расхода местных и вторичных энергоресурсов при снижении потребления угля (рисунок № 14).

Рисунок № 14

Динамика потребления твердого топлива источниками электро- и теплоснабжения в Костромской области в 2011 – 2015 годах, тыс. т.у.т.



Расход топлива на выработку электрической энергии составил в 2015 году 4 472,0 тыс. т.у.т. (87,1% от общего расхода топлива), на выработку тепловой энергии – 661,1 тыс. т.у.т. (12,9% от общего расхода топлива).

Значительный объем потребления топлива на производство электроэнергии объясняется наличием в составе генерирующих мощностей Костромской энергосистемы Костромской ГРЭС, обеспечивающей удовлетворение потребности в электроэнергии не только потребителей Костромской области, но и потребителей других региональных энергосистем, относящихся к ОЭС Центра.

50. Природный газ является основным топливом, сжигаемым источниками электроснабжения с целью производства электроэнергии. Остальные виды топлива занимают при производстве электроэнергии долю менее 2% (рисунок № 15).

При производстве тепловой энергии природный газ занимает заметно меньшую долю (рисунок № 16). В структуре расхода топлива на производство тепловой энергии доля газа составляет около 64% общего расхода, в то время как доля прочих видов топлива (в первую очередь, горючих возобновляемых энергоресурсов (далее – ГВЭР) и отходов) – около 36%.

Рисунок № 15

Потребление энергоресурсов на производство электроэнергии за 2015 год, тыс. т.у.т.

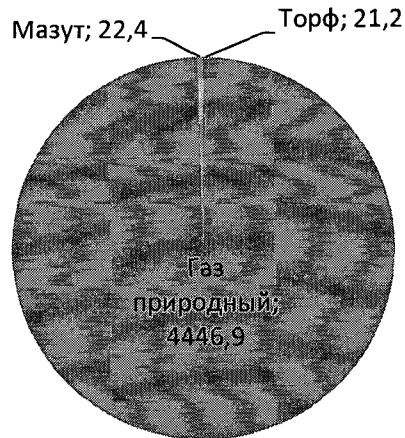
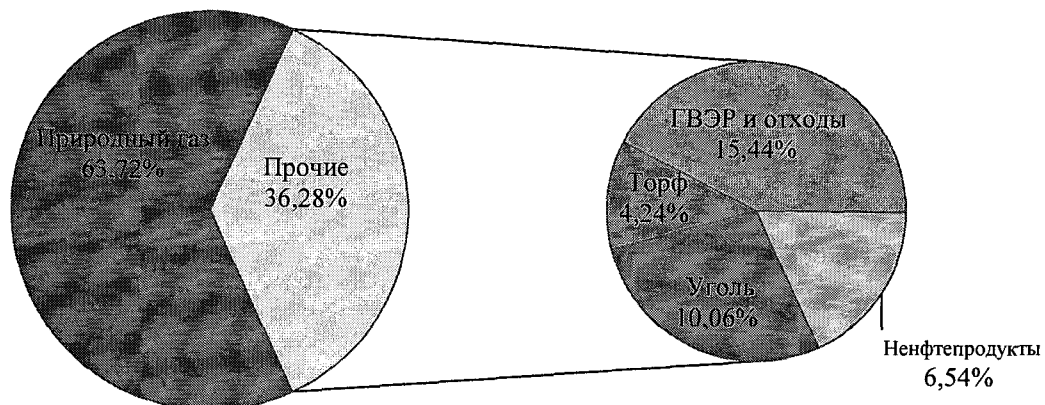


Рисунок № 16

Структура потребления энергоресурсов на производство теплоэнергии за 2015 год



Данный факт объясняется тем, что на крупных источниках теплоснабжения вырабатывается около 40% тепловой энергии, а остальная часть производится на небольших котельных, подключение которых к системам газоснабжения слишком затратно, а, значит, основными видами топлива на них являются отличные от газа энергоресурсы.

51. В таблице № 31 показан расход топлива на производство электрической и тепловой энергии в разрезе крупнейших производителей в Костромской области за 2012 – 2016 годы.

Основная доля в расходе топлива на производство электрической и тепловой энергии тепловых электростанций (далее – ТЭС) приходится на Костромскую ГРЭС и составляет около 89%. Среди прочих электростанций наибольшая доля (7,3% от общего расхода) топлива потребляется на Костромской ТЭЦ-2.

52. Удельные расходы топлива на отпуск электрической и тепловой энергии являются важнейшими характеристиками работы тепловых электростанций. Снижение удельных расходов обеспечивает экономию затрат на производство энергии и повышает конкурентоспособность источников электроэнергии и тепла на соответствующих рынках энергетических ресурсов.

В таблице № 32 приведены данные о нормативных и фактических показателях удельного расхода топлива на производство электрической и тепловой энергии в разрезе электростанций Костромской области.

В 2016 году удельный расход топлива на отпуск электроэнергии в Костромской области составил 310 грамм условного топлива на 1 кВт·ч (далее – г.у.т./кВт·ч), что на 1,0 г.у.т./кВт·ч больше, чем в 2015 году. Фактический расход топлива на отпуск электроэнергии в 2016 году был на 1,52 г.у.т./кВт·ч меньше, чем норматив.

В целом в Костромской области расход топлива на производство электроэнергии ниже, чем в среднем по стране (примерно на 20 г.у.т./кВт·ч от средних по стране значений). Во многом это объясняется использованием природного газа в качестве основного вида топлива.

Российские электростанции, в которых основным видом топлива является газ, в среднем имеют удельный расход топлива на отпуск электрической энергии на уровне 314 г.у.т./кВт·ч, что на 5 г.у.т./кВт·ч больше аналогичного показателя для электростанций области.

Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от ТЭС в 2016 году составил 153,1 кг условного топлива на 1 Гкал (далее – кг у.т./Гкал), меньше на 1 кг у.т./Гкал по сравнению с 2015 годом.

Если сравнивать данные за 2016 год по Костромской области и Российской Федерации, то удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от ТЭС на 6,6 кг у.т./Гкал больше аналогичного показателя в целом по стране.

Вместе с тем следует отметить, что удельный расход топлива на производство тепловой энергии по всем типам источников, определенный на основе единого топливно-энергетического баланса Костромской области за 2016 год, составляет 168,4 кг у.т./Гкал.

Таблица № 31

Расход топлива на производство электрической и тепловой энергии в разрезе крупнейших производителей в Костромской области в 2012 – 2016 годах, тыс. т.у.т.

Организация	Наименование станции	Марка топлива	2012	2013	2014	2015	2016
АО «Интер РАО Электрогенерация»	Костромская ГРЭС	Всего, в том числе:	4 244,69	4 249,03	4 658,89	4 250,267	4 333,594
		мазут топочный	10,34	6,68	0,275	20,652	20,652
		газ природный	4 234,35	4 242,35	4 658,615	4 229,615	4 273,886
ПАО «ТГК-2»	Костромская ТЭЦ-1	Всего, в том числе:	126,6	123,5	119,61	112,7	119,4
		мазут топочный	0	0	0	0,004	0,011
		газ природный	118,8	123,5	119,61	112,7	119,4
		торф условной влажности	7,8	0	0	0	0
	Костромская ТЭЦ-2	Всего, в том числе:	390,7	363,7	352,4	343,9	357,95
		мазут топочный	2,2	0	0	0,005	0,15
		газ природный	388,5	363,7	352,4	343,9	357,8
	Районная котельная № 2	Всего, в том числе:	18,4	17,6	17,79	17,95	19,2
		газ природный	18,4	17,6	17,79	17,95	19,2
	МУП «Шарьинская ТЭЦ»	Шарьинская ТЭЦ	Всего, в том числе:	52,1	55	53,8	44,9
мазут топочный			23,1	21,9	21,6	23,7	24,7
торф условной влажности			29,0	33,1	32,2	21,2	24,8

Таблица № 32

Удельный расход топлива на производство электрической и тепловой энергии в разрезе  
электростанций Костромской области

Компания	Станция	Удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию - норматив, г.у.т./кВт·ч					Удельный расход топлива на отпущенную теплоэнергию по электростанции - норматив, кг у.т./Гкал					Удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию - факт, г.у.т./кВт·ч					Удельный расход топлива на отпущенную теплоэнергию по электростанции - факт, кг у.т./Гкал				
		2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Костромская ГРЭС	306,1	305,1	306,1	309,0	310,5	169,6	169,2	169,2	169,2	169,1	305,2	304,3	305,2	308,3	308,98	169,6	169,2	169,2	169,2	169,1
ПАО «ТГК-2»	Костромская ТЭЦ-1	434,8	444,1	442,8	435,2	168,0	152,7	157,2	153,1	148,0	168,2	434,1	441,5	442,3	434,3	167,4	152,5	156,9	152,9	147,7	167,7
	Костромская ТЭЦ-2	309,4	304,4	304,5	305,4	259,3	139,8	137,4	136,7	137,8	170,9	309	304,2	304,2	305,3	259,0	139	136,7	136,3	137,5	170,0
МУП «Шарьинская ТЭЦ»	Шарьинская ТЭЦ	530,1	507,2	507,2	532,1	493,4	204,7	190,9	194,2	209,6	186,0	528,6	505,2	505,2	533,4	491,1	204,2	190,6	193,7	209,4	185,6

Примечание: изменение удельных расходов топлива за 2016 год по ПАО «ТГК-2» связано с переходом на физический метод расчета.



Глава 13. Единый топливно-энергетический баланс  
Костромской области за 2011 – 2015 годы

53. Единый топливно-энергетический баланс (далее – ЕТЭБ) региона – это таблица, которая содержит представленные в едином топливном эквиваленте взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок энергетических ресурсов, их распределения и использования потребителями всех ВЭД на территории данного субъекта Российской Федерации за определенный период времени.

Основным источником информации для составления ЕТЭБ за прошедшие годы является официальная статистическая отчетность, выпускаемая Росстатом и его территориальными подразделениями на основе форм федерального статистического наблюдения. В таблице № 33 представлены ЕТЭБ Костромской области за 2011 – 2015 годы.

Таблица № 33

Единый топливно-энергетический баланс Костромской области  
за 2011 – 2015 годы

№ п/п	Наименование топливно-энергетических ресурсов	Кэф-фициент пере-вода	Единица измерения	2011	2012	2013	2014	2015
1.	Газ природный	1,14	млн. м <sup>3</sup>	4 503,00	4 603,00	4 564,00	4 885,00	4 469,00
			тыс. т.у.т.	5 133,42	5 247,42	5 202,96	5 568,90	5 094,66
2.	Газ сжиженный	1,57	тыс. т	10,39	7,94	5,09	3,47	2,94
			тыс. т.у.т.	16,31	12,47	7,99	5,45	4,62
3.	Нефтепродукты, в том числе:		тыс. т	245,21	240,47	228,42	213,82	202,37
			тыс. т.у.т.	360,28	353,39	335,83	314,58	297,89
3.1.	бензины	1,49	тыс. т	117,92	117,45	115,24	113,21	111,08
			тыс. т.у.т.	175,70	175,00	171,71	168,68	165,51
3.2.	дизельное топливо	1,45	тыс. т	126,99	122,72	112,77	100,06	90,69
			тыс. т.у.т.	184,14	177,94	163,52	145,09	131,50
3.3.	керосин	1,47	тыс. т	0,28	0,28	0,39	0,53	0,58
			тыс. т.у.т.	0,41	0,41	0,57	0,78	0,85
3.4.	бензин авиационный	1,49	тыс. т	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
			тыс. т.у.т.	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
4.	Печное топливо	1,45	тыс. т	0,19	0,26	0,21	0,19	0,19
			тыс. т.у.т.	0,28	0,38	0,30	0,28	0,28
5.	Мазут	1,37	тыс. т	73,49	71,78	72,97	37,83	56,00
			тыс. т.у.т.	100,68	98,34	99,97	51,83	76,72
6.	Уголь каменный	0,769	тыс. т	110,70	121,43	104,72	102,62	72,22
			тыс. т.у.т.	85,13	93,38	80,53	78,91	55,54
7.	Дрова (плотные)	0,266	тыс. м <sup>3</sup>	381,39	369,69	314,02	271,77	195,37
			тыс. т.у.т.	101,45	98,34	83,53	72,29	51,97
8.	Торф	0,34	тыс. т	152,45	115,71	104,08	140,79	71,25
			тыс. т.у.т.	51,83	39,34	35,39	47,87	24,23
9.	Прочие (отходы лесозаготовки)		тыс. т.у.т.	180,14	185,38	226,37	222,49	211,71
	Итого		тыс. т.у.т.	6 029,52	6 128,43	6 072,87	6 362,59	5 817,60
10.	Электроэнергия	0,123	млн. кВт·ч	3 537,40	3 569,90	3 453,20	3 617,30	3 579,00
			тыс. т.у.т.	435,10	439,10	424,74	444,93	440,22
	Всего		тыс. т.у.т.	6 464,62	6 567,53	6 497,61	6 807,52	6 257,82

54. Полное потребление топлива в Костромской области в 2015 году по имеющимся статистическим данным составило 6 257,82 тыс. т.у.т. За 2011 – 2015 годы полное потребление топлива снизилось на 3,2%.

В топливной структуре энергопотребления ключевую роль играет импортируемый природный газ, девять десятых которого поступает на электростанции. Таким образом, несмотря на значительные объемы экспорта электроэнергии, в целом Костромская область является энергодефицитной. Одна из особенностей ЕТЭБ региона – относительно крупные масштабы использования ГВЭР и отходов (это, прежде всего, дровяная древесина и отходы лесной и деревообрабатывающей промышленности) в качестве топлива. Так, в 2015 году этого топлива было израсходовано 263,7 тыс. т.у.т., что составило около 4% валового энергопотребления. Из них немногим более половины сожжено в промышленных котельных, остальное поступило конечным потребителям. Кроме того, использовано 24,23 тыс. т.у.т. торфа, из них 94% – Шарьинской ТЭЦ.

Большая часть конечного энергопотребления Костромской области приходится на непроизводственную сферу: 44,4% – на бытовой сектор и 15,6% – на сферу услуг. Значительна также доля обрабатывающей промышленности (25,4%).

55. Среди используемых потребителями энергоресурсов преобладает тепловая энергия (почти 45,5%), около 69% которой расходуется на отопление и горячее водоснабжение жилищной сферы, общественных зданий. На втором месте по объему потребления находится электроэнергия (6,5%), используемая во всех отраслях экономики (рисунок № 17).

Потребители также относительно широко используют ГВЭР. В 2015 году их потребление составило 4,9% энергопотребления.

Рисунок № 17

Структура полезного (конечного) потребления энергии по отраслям экономики за 2015 год

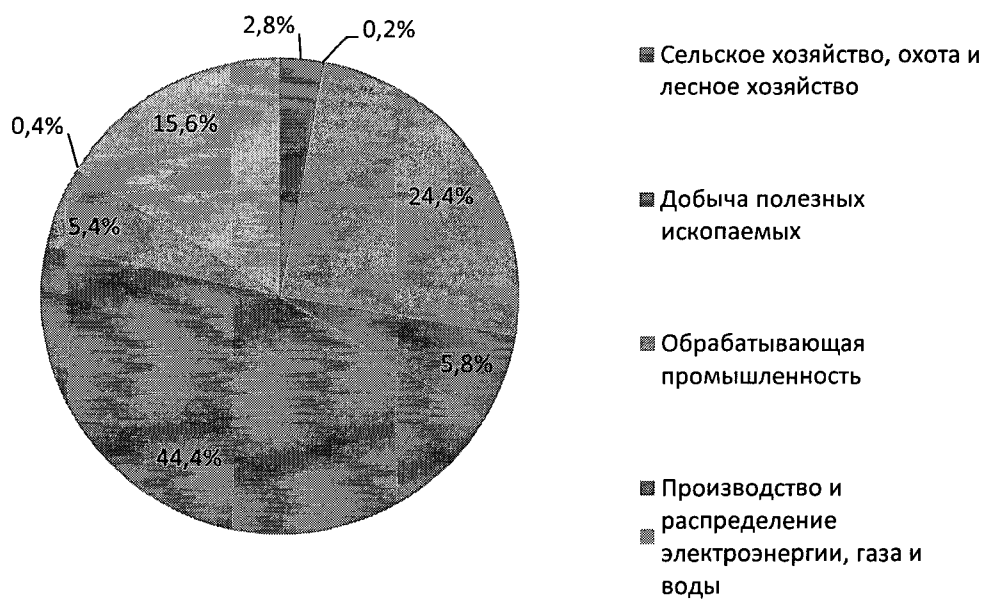
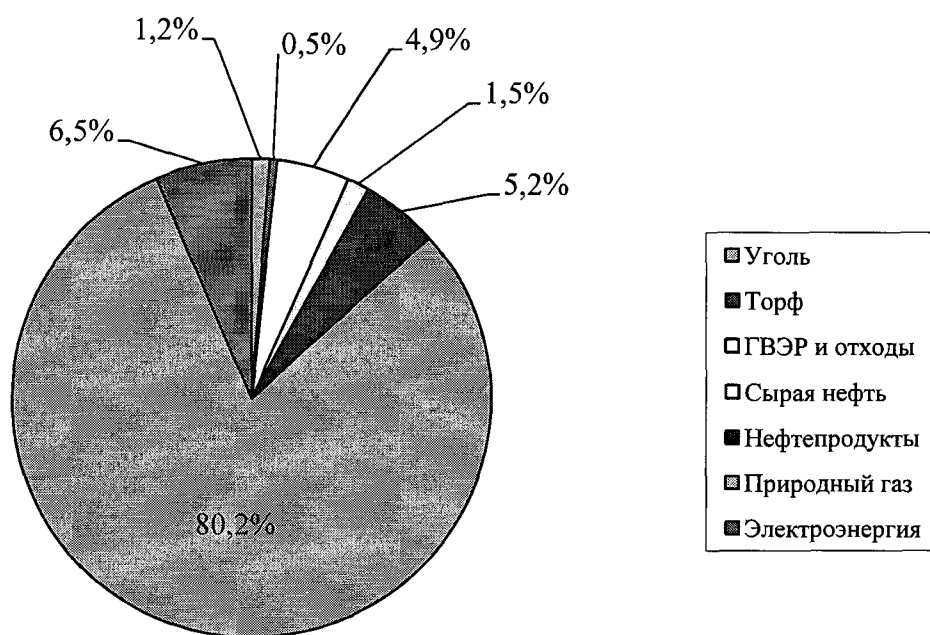


Рисунок № 18

Структура потребления по видам энергоресурсов за 2015 год



Глава 14. Динамика основных показателей энергоэффективности  
за 2011 – 2015 годы

56. К основным показателям энергоэффективности относятся:

1) энергоемкость ВРП (т.у.т./млн. руб.) – отношение величины потребления энергоресурсов на территории региона к ВРП. Энергоемкость ВРП может быть определена по первичному или конечному потреблению энергоресурсов;

2) электроемкость ВРП (тыс. кВт·ч/млн. руб.) – отношение величины потребления электрической энергии к ВРП в определенном году;

3) электровооруженность труда (тыс. кВт·ч/чел.) – показатель, характеризующий уровень потребленной в производстве электроэнергии или электрической мощности в единицу рабочего времени или одним рабочим. В настоящем отчете электровооруженность труда определяется делением общей величины потребленной в производстве электрической энергии за определенный период на среднесписочное число рабочих.

Приведены данные об отчетных значениях показателей энергоэффективности Костромской области за 2011 – 2015 годы.

57. Данные по динамике значений показателей энергоемкости ВРП, электроемкости ВРП, потреблению электрической энергии на душу населения и электровооруженности труда в экономике представлены в таблице № 34.

В 2015 году по отношению к 2014 году отмечается снижение энергоемкости и электроемкости ВРП соответственно на 17% и 8,1%.

Таблица № 34

Динамика основных показателей энергоэффективности  
Костромской области за 2011 – 2015 годы

Показатели	2011	2012	2013	2014	2015
Энергоемкость ВРП, т.у.т. / млн. руб.	58,0	52,8	48,2	47,9	39,7
Электроемкость ВРП, тыс. кВт·ч / млн. руб.	39,0	28,2	25,9	24,7	22,7
Потребление электрической энергии на душу населения, тыс. кВт·ч / чел.	5,4	5,3	5,2	5,5	5,5
Электровооруженность труда в экономике, тыс. кВт·ч / чел.	6,6	6,6	6,5	6,5	6,5

Глава 15. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона напряжением 110 кВ и выше

58. Анализ технического состояния и возрастной структуры электрических сетей линий электропередач (далее – ЛЭП), подстанций (далее – ПС) и генераторов на отчетный период показал следующее.

В настоящее время в Костромской области имеются воздушные ЛЭП (далее – ВЛ) напряжением 110 кВ и выше общей протяженностью (в одноцепном исчислении) 3 021,2 км, в том числе: ВЛ 500 кВ – 537,08 км, ВЛ 220 кВ – 621 км, ВЛ 110 кВ – 1 863,1 км (по паспортным данным электросетевых предприятий).

Костромская область граничит с Вологодской, Ивановской, Нижегородской, Ярославской и Кировской областями. Основные внешние связи энергосистемы Костромской области представлены в таблице № 35 и на рисунке № 19.

Таблица № 35

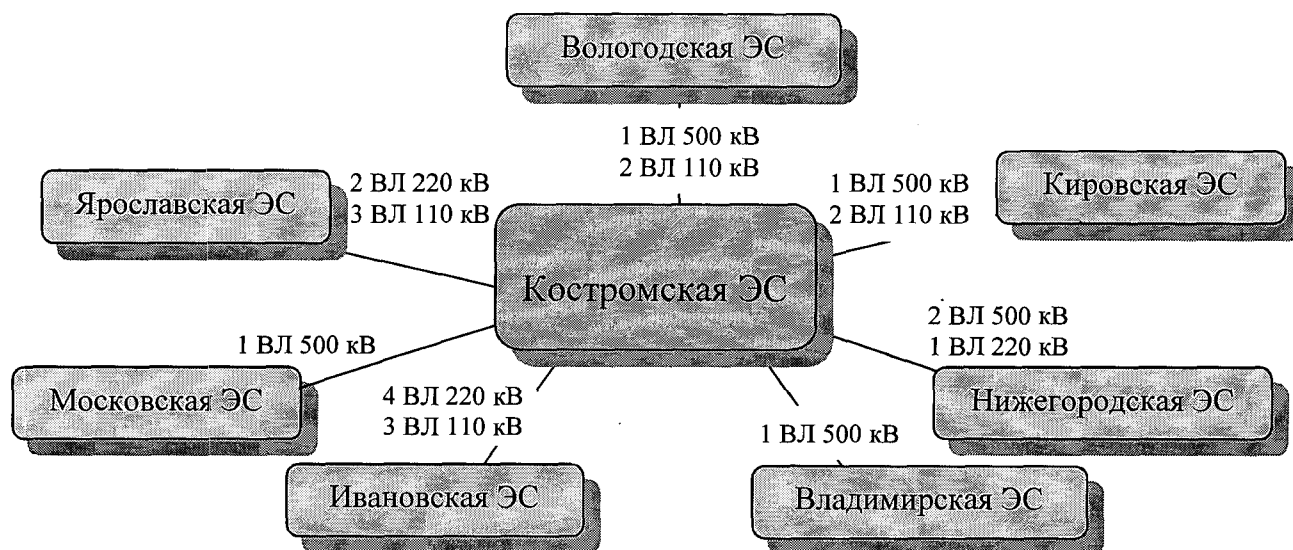
Основные внешние связи энергосистемы Костромской области

№ п/п	Наименование ВЛ, по которой осуществляется связь со смежной энергосистемой	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние
1	2	3	4
1. Энергосистема Московской области			
1)	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Загорская ГАЭС	1973	Рабочее
2. Энергосистема Владимирской области			
1)	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Владимирская	1971	Рабочее
3. Энергосистема Нижегородской области			
1)	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Луч	1970	Рабочее
2)	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Нижегородская	2015	Рабочее
3)	ВЛ 220 кВ Рыжково – Мантурово	1972	Рабочее
4. Энергосистема Вологодской области			
1)	ВЛ 500 кВ Костромская АЭС – Вологодская	1981	Рабочее
2)	ВЛ 110 кВ Никольск – Павино	1972	Удовлетворительное
3)	ВЛ 110 кВ Буй (тяговая) – Вохтога (тяговая)		
5. Энергосистема Кировской области			
1)	ВЛ 500 кВ Звезда – Вятка	1986 / 2006	Рабочее
2)	ВЛ 110 кВ Ацвеж – Поназырево (тяговая)	1968	Удовлетворительное
3)	ВЛ 110 кВ Гостовская – Поназырево (тяговая)	1968	Удовлетворительное

1	2	3	4
6. Энергосистема Ивановской области			
1)	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Вичуга I цепь	1969	Рабочее
2)	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Вичуга II цепь	1980	Рабочее
3)	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Иваново I цепь	1975	Рабочее
4)	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Иваново II цепь	1983	Рабочее
5)	ВЛ 110 кВ Заволжск – Александрово	1972	Удовлетворительное
6)	ВЛ 110 кВ Фурманов-1 – Клементьево	1980	Удовлетворительное
7)	ВЛ 110 кВ Писцово – Нерехта	1991	Хорошее
7. Энергосистема Ярославской области			
1)	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Ярославская	1969	Рабочее
2)	ВЛ 220 кВ Мотордеталь – Тверицкая	1964 / 1991	Рабочее
3)	ВЛ 110 кВ Халдеево – Буй (тяговая)	1985	Удовлетворительное
4)	ВЛ 110 кВ Лютово – Нерехта-1	1986 (1993)	Хорошее
5)	ВЛ 110 кВ Ярцево – Нерехта-1	1986 (1993)	Хорошее

Рисунок № 19

Схема внешних электрических связей области



59. Важнейшей характеристикой сети является срок службы оборудования. Из года в год усиливается тенденция старения электрических сетей, ухудшается их техническое состояние, что снижает надежность электроснабжения потребителей и качество отпускаемой им электроэнергии.

Перечень ВЛ 110 кВ и выше, ВЛ 35 кВ и связей с соседними энергосистемами, их сводные данные, сроки службы и техническое состояние представлены в таблицах № 36 – 38.

Таблица № 36

Перечень ВЛ 220 – 500 кВ Костромской области и связей с соседними энергосистемами, их сводные данные, сроки службы

Наименование	Год ввода	Протяженность, км		Марка провода	Срок службы, лет		
		всего	по области		на	на	на
					2012	2018	2022
ВЛ 500 кВ							
КГРЭС - Загорская ГАЭС	1973	224	14,96	АС-400х3	39	45	49
КГРЭС - Владимирская	1971	177,3	16,08	АС-400х3	41	47	51
КГРЭС - Луч	1970	207	6,77	АС-400х3	42	48	52
КГРЭС - Костромская АЭС	1981	144,4	144,4	АС-400х3	31	37	41
Костромская АЭС - Вологда	1981	165	53,5	АС-400х3	31	37	41
Костромская АЭС - Звезда	1985, 2006	196,1	196,1	АСО-330х3	27	33	37
Звезда - Вятка	1986, 2006	327	102,9	АСО-330х3	6	12	16
КГРЭС - Нижегородская	2015	285,48	6,77	АС-400х3	-	3	7
Итого		1 726,28	541,48				
ВЛ 220 кВ							
КГРЭС - Иваново I цепь	1975	71,3	15,63	АСО-400	37	43	47
КГРЭС - Иваново II цепь	1983	71,3	15,63	АСО-400	29	35	39
КГРЭС - Вичуга I цепь	1969	60,2	7,13	АСО-400	43	49	53
КГРЭС - Вичуга II цепь	1980	60,4	7,08	АС-400	32	38	42
Мотордеталь - Тверицкая	1991	109,48	16,7	АС-300	21	27	31
КГРЭС - Кострома-2	1976	51,66	51,66	АС-300	36	42	46
КГРЭС - Мотордеталь I цепь	1969	39,9	39,9	АСО-300	43	49	53
КГРЭС - Мотордеталь II цепь	1976	39,9	39,9	АС-300	36	42	46
КГРЭС - Ярославская	1969	110,16	32,8	АС-500	43	49	53
Рыжково - Мантурово	1972	136,74	72,5	АСО-300	40	46	50
Мотордеталь - Борок	1987	102,7	102,7	АС-300	25	31	35
Кострома-2 - Галич (р)	1976	123,155	123,15	АСО-300	36	42	46
Борок - Галич (р)	1987	57,72	57,72	АС-300	25	31	35
Галич (р) - Антропово	1998	38,5	38,5	АСО-300	14	20	24
Итого		1 073,115	621,00				

Таблица № 37

Перечень ВЛ 110 кВ Костромской области и связей с соседними энергосистемами, их сводные данные и техническое состояние

№ п/п	Наименование	Год ввода	Кол-во цепей	Протяженность, км*	Марка провода	Техническое состояние	Срок службы, лет		
							на	на	на
							2012	2018	2022
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Центральный РЭС									
1.	Нерехта-1 - Клементьево	1950	1	22,4	АС-120	удовл.	62	68	72
2.	Мотордеталь - Кострома-1(2)	2013	2	4,76	АС-185	хорошее	-	5	9
3.	отп. на Строммашина	1970	2	0,67	АС-150	удовл.	42	48	52
4.	Нерехта-1 - Мотордеталь-1(2)	1959	2	49	АС-120 АС-95	удовл.	53	59	63

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.	отп. на Космынино	1959	2	5,3	АС-120	удовл.	53	59	63
6.	отп. на Нерехта-2	1959	2	1,64	АС-70	удовл.	53	59	63
7.	Южная-1(2)	1986	2	5,05	АС-120	удовл.	26	32	36
8.	Василево-1(2)	1979	2	10,5	АС-70	удовл.	33	39	43
9.	Кострома-1 - Северная	2013	2	12,08	АС-185	хорошее	-	5	9
10.	Кострома-1 - Центральная	2013	2	15,26	АС-185	хорошее	-	5	9
11.	Кострома-2 - Северная	2013	2	8,2	АС-185	хорошее	-	5	9
12.	ТЭЦ-2 - Центральная	2013	2	8,08	АС-185	хорошее	-	5	9
13.	отп. на ТЭЦ-1	1960	2	1,82	АС-70	удовл.	52	58	62
14.	отп. на Кострома-3	1960	2	0,1	АС-70	удовл.	52	58	62
15.	ТЭЦ-2 - Кострома-2	1974	2	3,9	АС-150	удовл.	38	44	48
16.	Красное -1 (2)	2009	2	5,7	АС-150 АС-70	удовл.	3	9	13
17.	отп. на Восточная-1	2009	2	6,6	АС-150 АС-95	удовл.	3	9	13
18.	Восточная-1(2)	2009	2	2,2	АС-120	удовл.	3	9	13
19.	Давыдовская-1(2)	2009	2	1,35	АС-150 АС-240	удовл.	3	9	13
20.	Фурманов-1 - Клементьево	1980	1	5,1	АС-120	удовл.	32	38	42
21.	Аэропорт-1(2)	1994	2	5,7	АС-120	удовл.	18	24	28
22.	Калинки - Судиславль	1973	1	37,8	АС-120	удовл.	39	45	49
23.	Судиславль - Кр. Поляна	1973	1	37,5	АС-120	удовл.	39	45	49
24.	ТЭЦ-2 - Калинки	1961	1	21,8	АС-120	удовл.	51	57	62
25.	Приволжская-1(2)	1974	2	11,4	АС-95	удовл.	38	44	48
26.	Александрово - Заволжск	1972	1	14,42	АС-120	удовл.	40	46	50
27.	Борок - Сусанино	1971	1	14,2	АС-150	удовл.	41	47	52
28.	Сусанино - Столбово	1997	1	43,8	АС-120	удовл.	15	21	25
29.	Кр. Поляна - Александрово	1982	1	25,43	АС-120	удовл.	30	36	40
30.	Кр. Поляна - Кадый	1983	1	64,5	АС-150	удовл.	29	35	39
31.	Кр. Поляна - Столбово	1989	1	21,55	АС-120	удовл.	23	29	33
32.	Писцово - Нерехта-1	1991	1	23,7	АС-120	удовл.	21	27	31
Галичский РЭС									
33.	Борок - Буй (т)	1985	1	25,5	АС-120	удовл.	27	33	37
34.	Борок - Буй (с)	1985	1	22,9	АС-120	удовл.	27	33	37
35.	Борок - Галич (т)	1985	1	58,4	АС-120	удовл.	27	33	37
36.	Борок - Новая	1992	1	54,6	АС-120	удовл.	20	26	30
37.	отп. на Орехово	1970	2	2,28	АС-120	удовл.	42	48	52
38.	Галич (р) - Галич (т)	1964	1	3,3	АС-120	удовл.	48	54	58
39.	Галич (р) - Антропово	1964	2	32,9	АС-185	удовл.	48	54	58
40.	Галич (р) - Чухлома	1964	1	61,9	АС-95	удовл.	48	54	58
41.	отп. на Луковцино	1988	1	0,2	АС-120	удовл.	24	30	34
42.	Елегино - Солигалич	1987	1	51,5	АС-120	удовл.	25	31	35
43.	Чухлома - Солигалич	1964	1	43,7	АС-120	удовл.	48	54	58
44.	отп. на Федоровское	1983	1	2,1	АС-120	удовл.	29	35	39
45.	Борок - Западная	1971	1	11,2	АС-150	удовл.	41	47	51
46.	Борок - Елегино	1986	1	50,2	АС-120	удовл.	26	32	36
47.	Буй (с) - Буй (т)	1980	1	6,1	АС-120	удовл.	32	38	42
48.	Западная - Буй (т)	1971	1	4,3	АС-150	удовл.	41	47	51
49.	Галич (р) - Новая	1992	1	7,8	АС-120	удовл.	20	26	30
50.	Буй (т) - Халдеево	1975	1	24,3	АС-120	удовл.	37	43	47
51.	отп. на Лопарево	1979	2	4,7	АС-185	удовл.	33	39	43
Нейский РЭС									
52.	Нея - Антропово (т)	1965	1	55,8	АС-185	удовл.	47	53	57
53.	отп. на Николо-Полома	1977	2	4,3	АС-70	удовл.	35	41	45
54.	Нея - Антропово (р)	1965	1	54,5	АС-185	удовл.	47	53	57
55.	Нея - Мантурово-1(2)	1965	2	53,6	АС-150	удовл.	47	53	57
56.	отп. на Октябрьская	1965	2	2,6	АС-70	удовл.	47	53	57
57.	Нея - Макарьев	1967	1	58,5	АС-70	удовл.	45	51	55
58.	отп. на Дьяконово	1967	1	1,1	АС-70	удовл.	45	51	55



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
59.	Мантурово - Шарья	1966	2	20,2	АС-150	удовл.	46	52	56
60.	Гусево - Ильинское	1982	1	35,68	АС-120	удовл.	30	36	40
61.	Мантурово - Гусево	1982	1	28	АС-120	удовл.	30	36	40
62.	Мантурово - БХЗ	1973	2	4,3	АС-95	удовл.	39	45	49
63.	Кадый - Макарьев	1984	1	58,5	АС-120	удовл.	28	34	38
64.	Ильинское - Новинское	1987	1	46,1	АС-120	удовл.	25	31	35
65.	отп. на Яковлево	1966	1	0,7	АС-120	удовл.	46	52	56
Шарьинский РЭС									
66.	Звезда - Заря-1(2)	2006	1	58,347	АС-150	удовл.	6	12	16
67.	Звезда - Мантурово-1(2)	2006	2	4,1	АС-400	удовл.	6	12	16
68.	Шарья(р) - Заря-1(2)	2006	2	3,5	АС-150	удовл.	6	12	16
69.	Заря - Кроностар-1(2)	2006	2	0,65	АС-150	удовл.	6	12	16
70.	Заря - Промузел-1(2)	2006	2	0,68	АС-150	удовл.	6	12	16
71.	Мантурово - Шарья-1(2)	1966	2	26,1	АС-150	удовл.	46	52	56
72.	отп. на Шекшема	1966	2	0,34	АС-120	удовл.	46	52	56
73.	Шарья (р) - Шарья (т)	1967	1	12,05	АС-150	удовл.	45	51	55
74.	Шарья (р) - Поназырево (т)	1967	1	54,8	АС-150	удовл.	45	51	55
75.	Шарья (т) - Поназырево (т)	1967	1	48,45	АС-150	удовл.	45	51	55
76.	Никола - Вохма	1968	1	15	АС-120	удовл.	44	50	54
77.	Ацвеж - Поназырево (т)	1968	1	7,5	АС-120	удовл.	44	50	54
78.	Гостовская - Поназырево (т)	1968	1	15	АС-120	удовл.	44	50	54
79.	Поназырево (т) - Никола	1968	1	61	АС-120	удовл.	44	50	54
80.	отп. на Шортюг	1968	1	1,33	АС-120	удовл.	44	50	54
81.	отп. на Гудково	1968	1	1,31	АС-95	удовл.	44	50	54
82.	Вохма - Павино	1972	1	48,4	АС-95	удовл.	40	46	50
83.	Павино - Пыщуг	1988	1	38,2	АС-120	удовл.	24	30	34
84.	Новинское - Пыщуг	1991	1	39,1	АС-120	удовл.	21	27	31
85.	Шарья (р) - Рождественское	1976	2	44	АС-120	удовл.	36	42	46
Итого				1 863,1					

\* Протяженность указана в зоне обслуживания Костромской области.

Таблица № 38

Перечень ВЛ 35 кВ Костромской области и связей с соседними энергосистемами, их сводные данные и техническое состояние

№ п/п	Наименование	Год ввода	Кол-во цепей	Протяженность, км	Марка провода	Техническое состояние	Срок службы, лет		
							на 2012	на 2018	на 2022
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Костромской РЭС									
1.	КПД - Сидоровское	1997	2	11,8	АС-70, АС-50	хорошее	15	21	25
2.	Фармация	1982	1	12,2	АС-120	хорошее	30	36	40
3.	Кузнецово-1	1981	1	11,1	АС-70, АС-120	хорошее	31	37	41
4.	Кузнецово-2	1981	1	11,1	АС-70, АС-120	хорошее	31	37	41
5.	Коркино-1	1970	1	6,1	АС-70	хорошее	42	48	52
6.	Коркино-2	1970	1	6,1	АС-70	хорошее	42	48	52
7.	Сухоногово - Рудино	1973	1	22	АС-50	хорошее	39	45	49
8.	Борщино-1	1979	1	10,4	АС-50, АС-120	хорошее	33	39	43
9.	Борщино-2	1979	1	10,4	АС-50, АС-120	хорошее	33	39	43
10.	Красное - Прискоково	1984	1	16	АС-120, АС-70	хорошее	28	34	38
11.	Чернево - Прискоково	1984	1	13,7	АС-120, АС-95	хорошее	28	34	38
12.	Красная Поляна - Игодово	1983	1	19,22	АС-70	хорошее	29	35	39
13.	Сусанино - Попадьино	1990	1	20,2	АС-70	хорошее	22	28	32
14.	Мисково - Сандогора	1977	1	14,2	АС-70	хорошее	35	41	45

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15.	Калинки - Раслово	1983	1	10	АС-50	хорошее	29	35	39
16.	Саметь-2	1973	1	16,7	АС-70	хорошее	39	45	49
17.	Чернево-1	1969	1	46,38	АС-120, АС-95	хорошее	43	49	53
18.	Сусанино - Головинская-1	1969	2	11,2	АС-150	хорошее	43	49	53
19.	Сусанино - Головинская-2	1969	1	11,2	АС-150	хорошее	43	49	53
20.	Сусанино - Андреевская	1977	1	21,5	АС-50	хорошее	35	41	45
21.	Александрово - Островское	1970	1	29,3	АС-50	хорошее	42	48	52
22.	Воронье-1	1969	1	22,46	АС-95	хорошее	43	49	53
23.	ва, включая 1969	1969	1	22,46	АС-95	хорошее	43	49	53
24.	Игодово - Легитово	1982	1	27,7	АС-70	хорошее	30	36	40
25.	Александрово - Адищево	1982	1	10,7	АС-50	хорошее	30	36	40
26.	Нерехта - Рождествено	1975	1	11,8	АС-50	удовл.	37	43	47
27.	Красная Поляна - Островское	1970	1	13,2	АС-50	хорошее	42	48	52
28.	Чернево-2	1969	1	46,38	АС-120, АС-95	хорошее	43	49	53
29.	Караваево-1	1981	1	11,56	АС-70	хорошее	31	37	41
30.	Караваево-2	1981	1	11,56	АС-70	хорошее	31	37	41
31.	Байдарка -1	1971	1	5,8	АС-150, АС-95	хорошее	41	47	51
32.	Байдарка-2	1971	1	5,8	АС-150, АС-95	хорошее	41	47	51
33.	Саметь-1	1972	1	16,7	АС-70	хорошее	40	46	50
34.	Кузнецово - ЭМЗ	1984	1	21,3	АС-70	хорошее	28	34	38
35.	Никольское - Кузьмищи	1988	1	12,4	АС-70	хорошее	24	30	34
36.	Никольское - Птицефабрика	1973	1	2	АС-50	хорошее	39	45	49
37.	Кострома-2 - Птицефабрика	1972	2	8,8	АС-50	хорошее	40	46	50
38.	Кострома-2 - Никольское	1973	2	10,5	АС-95	хорошее	39	45	49
39.	Сушево - Мисково	1976	1	20,8	АС-70	удовл.	36	42	46
40.	Апраксино - Сушево	1962	1	21,4	АС-70	удовл.	50	56	60
41.	Кострома-2 - Апраксино	1962	1	15,7	АС-70	хорошее	50	56	60
42.	Мисково - ЭМЗ	1976	1	10,6	АС-70	хорошее	36	42	46
43.	Кузнецово - Сусанино	1982	1	31,5	АС-120	хорошее	30	36	40
44.	Сусанино - Калининская	1982	1	15,6	АС-120	хорошее	30	36	40
45.	Космынино - Рудино	1971	1	25	АС-50	хорошее	41	47	51
46.	ГРЭС - Сидоровское	1983	1	5	АС-70	хорошее	29	35	39
47.	КПД - Владычное	1982	1	9,1	АС-50	хорошее	30	36	40
48.	Ильинское - Сухоногово	1972	1	17,5	АС-70	хорошее	40	46	50
49.	Коркино - Ильинское	1972	1	10,4	АС-70	хорошее	40	46	50
Галичский РЭС									
50.	Новая - ПТФ	1993	2	2,8	АС-70	хорошее	19	25	29
51.	Орехово - Левково	1992	1	19,4	АС-70	хорошее	20	26	30
52.	Левково - Березовец	1992	1	10,9	АС-70	хорошее	20	26	30
53.	Галич (р) - Толтуново	1992	1	25,2	АС-50	хорошее	20	26	30
54.	Пронино - Кабаново	1983	1	16,3	АС-70	хорошее	29	35	39
55.	Воронье - Пронино	1980	1	26,8	АС-70	хорошее	32	38	42
56.	Галич (р) - ПТФ	1972	1	9,6	АС-70	хорошее	40	46	50
57.	Толтуново - Березовец	1982	1	24,4	АС-50	хорошее	30	36	40
58.	ПТФ - Пронино	1972	1	27,4	АС-70	удовл.	40	46	50
59.	Черменино - Панкратово	1972	1	10,7	АС-35	удовл.	40	46	50
60.	Судай - Панкратово	1966	1	26,2	АС-35	удовл.	46	52	56
61.	Горбачево - Куземино	1986	1	19,2	АС-50	хорошее	26	32	36
62.	Солигалич - Совета	1985	1	32,9	АС-50	хорошее	27	33	37
63.	Солигалич - Калинино	1976	2	28,1	АС-50	хорошее	36	42	46
64.	Солигалич - Горбачево	1977	1	27,3	АС-50	хорошее	35	41	45
65.	Солигалич - Починок	1964	2	18,5	АС-50	удовл.	48	54	58
66.	Чухлома - Петровское	1978	2	19,7	АС-50	хорошее	34	40	44
67.	Чухлома - Судай	1977	2	19,7	АС-35	удовл.	35	41	45
68.	Дор - Семеновское	1991	1	12,7	АС-35, АС-70	хорошее	21	27	31
69.	Буй (р) - Шушкодом	1962	1	21,6	АС-50	удовл.	50	56	60
70.	Буй (р) - Химик	1972	1	1,7	АС-35, АС-70	удовл.	40	46	50
71.	Химик - Ликурга	1964	1	18,7	АС-35	удовл.	48	54	58
72.	Шушкодом - Дьяконово	1974	1	25,1	АС-50	удовл.	38	44	48

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
73.	Буй (р) - Дор	1975	1	26,4	АС-50	удовл.	37	43	47
74.	Калинино - Дьяконово	1978	1	41	АС-50	хорошее	34	40	44
Нейский РЭС									
75.	Макарьев-1 - Тимошино	1992	1	48,9	АС-70	хорошее	20	26	30
76.	Унжа - Сосновка	1985	1	26,1	АС-50	хорошее	27	33	37
77.	Макарьев-2 - Унжа	1979	1	19,4	АС-50	хорошее	33	39	43
78.	Макарьев-1 - Макарьев-2	1978	1	11,56	АПС-50	хорошее	34	40	44
79.	Макарьев-1 - Н.Макарово	1970	1	25,4	АС-50	хорошее	42	48	52
80.	Кадый - Якимово	1969	1	27,2	АС-50	удовл.	43	49	53
81.	Макарьев-1 - Якимово	1969	1	9,3	АС-50	удовл.	43	49	53
82.	Чернышево - Нежитино	1988	1	27,4	АС-70	хорошее	24	30	34
83.	Н.Макарово - Нежитино	1987	1	27,9	АС-70	хорошее	25	31	35
84.	Кадый - Екатеринкино	1971	1	16,7	АС-50	хорошее	41	47	51
85.	Чернышево - Завражье	1989	1	16,2	АС-70	хорошее	23	29	33
86.	Чернышево - Окулово	1977	1	24,5	АС-50	удовл.	35	41	45
87.	Кадый - Чернышево	1973	1	38,2	АС-50	удовл.	39	45	49
88.	Екатеринкино - Словинка	1971	1	13,3	АС-50	хорошее	41	47	51
89.	Антропово - Слобода	1971	1	9	АС-70	хорошее	41	47	51
90.	Антропово - Палкино	1964	1	17,5	АС-50	удовл.	48	54	58
91.	Палкино - Словинка	1964	1	26,5	АС-50	удовл.	48	54	58
92.	Палкино - Котельниково	1973	1	19	АС-70	хорошее	39	45	49
93.	Котельниково - Легитово	1973	1	9,4	АС-70	хорошее	39	45	49
94.	Парфеньево - Матвеево-1 ц.	1990	1	21,2	АС-70	хорошее	39	45	49
95.	Антропово - Парфеньево-2 ц.	1989	1	40,6	АС-70	хорошее	22	28	32
96.	Антропово - Парфеньево-1 ц.	1965	1	26,7	АС-50	удовл.	23	29	33
97.	Парфеньево - Матвеево-2 ц.	1966	1	21	АС-35	хорошее	47	53	57
98.	Ильинское - Георгиевское	1967	1	30,7	АС-50	хорошее	46	52	56
99.	Георгиевское - Филино	1968	1	18,2	АС-50	удовл.	45	51	55
100.	Овсянниково - Черменино	1968	1	27	АС-50, АС-70	хорошее	44	50	54
101.	Черменино - Панкратово	1971	1	26,6	АС-50	удовл.	44	50	54
102.	Кологрив - Овсянниково	1968	1	27	АС-70	хорошее	41	47	51
103.	Ильинское - Кологрив	1967	1	19,54	АС-95	хорошее	44	50	54
104.	Мантурово - Медведица	1973	1	32,8	АС-35	хорошее	45	51	55
105.	Мантурово - Сосновка	1965	1	32,9	АС-35	хорошее	39	45	49
106.	Мантурово - Фанерный з-д 2ц.	1968	1	5	АС-150	хорошее	47	53	57
107.	Мантурово - Фанерный з-д 1ц.	1968	1	5	АС-150	хорошее	44	50	54
108.	Нея - Кужбал	1967	1	23	АС-50	хорошее	44	50	54
109.	Вожерово - Кологрив	1982	1	27,9	АС-50, АС-70	хорошее	45	51	55
110.	Кужбал - Вожерово	1976	1	25,3	АС-50	хорошее	30	36	40
Шарьинский РЭС									
111.	Забегаетово - Луптюг	1975	1	12,6	АС-50	хорошее	37	43	47
112.	Вохма - Забегаетово	1975	1	13,8	АС-50	хорошее	37	43	47
113.	Рождественское - Одоевское	1989	1	20	АС-50	хорошее	23	29	33
114.	Конево - Одоевское	1989	1	10	АС-50	хорошее	23	29	33
115.	Павино - Леденгск	1965	1	19,2	АС-70	хорошее	47	53	57
116.	Пыщуг - Леденгск	1965	1	19	АС-70	хорошее	47	53	57
117.	Лапшино - Спасс	1970	1	12,4	АС-50	хорошее	42	48	52
118.	Вохма - Лапшино	1970	1	17	АС-70	хорошее	42	48	52
119.	Катунино - Ветлуга	1987	1	22	АС-70	хорошее	25	31	35
120.	Павино - Хорошая	1973	1	27,5	АС-50	хорошее	39	45	49
121.	Хорошая - Заветлужье	1973	1	11,9	АС-50	хорошее	39	45	49
122.	Шарья - Кривячка	1963	1	39,3	АС-70	хорошее	49	55	59
123.	Боговарово - Соловецкое	1973	1	19,8	АС-50	хорошее	39	45	49
124.	Вохма - Боговарово-1	1968	1	17	АС-50	хорошее	44	50	54
125.	Спасс - Талица	1972	1	27,5	АС-35	хорошее	40	46	50
126.	Шарья - Н-Шанга	1977	1	9,7	АС-50	хорошее	35	41	45
127.	Н-Шанга - Головино	1979	1	23,3	АС-50	хорошее	33	39	43
128.	Рождественское - Катунино	1980	1	17,9	АС-70	хорошее	32	38	42
129.	Пыщуг - Кривячка	1963	1	31,5	АС-70	хорошее	49	55	59

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
130.	Рождественское - Конево	1970	1	22,6	АС-50	хорошее	42	48	52
131.	Шарья - Рождественское	1969	1	30	АС-50	хорошее	43	49	53
132.	Заветлужье - Головино	1984	1	35,6	АС-70	хорошее	28	34	38
133.	Боговарово - Ильинское	1983	1	24,3	АС-50	хорошее	29	35	39
134.	Шарья - Центральная-1	1984	1	2,6	АС-95	хорошее	28	34	38
135.	Шарья - Центральная-2	1984	1	2,6	АС-95	хорошее	28	34	38
136.	Вохма - Боговарово-2	1986	1	17	АС-50	хорошее	26	32	36
Итого				2 616,8					

По техническому состоянию каждой ВЛ проводится комплексная качественная оценка ЛЭП, определяемая с учетом технического состояния отдельных элементов: опор, фундаментов, проводов, тросов, изоляторов и арматуры, а также используя полученные данные расчетов или испытаний элементов ВЛ. Рекомендации по реконструкции объектов выдаются на основе заключений этих испытаний и осмотров специализированной организацией.

60. Перечень подстанций (далее – ПС) напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше Костромской энергосистемы, их сводные данные и техническое состояние представлены в таблицах № 39 – 42.

Таблица № 39

Перечень ПС напряжением 220 кВ и выше Костромской энергосистемы,  
их сводные данные

Наименование	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Количество и мощность трансформаторов (шунтирующих реакторов)	Мощность ПС	Срок службы, лет		
					на 2012	на 2018	на 2022
ПС 500 кВ							
Звезда	500/110/10	2006	3x135; 6x60	405 МВА 360 Мвар	6	12	16
Костромская АЭС	500	1986	3x60	180 Мвар	26	32	36
Костромская ГРЭС	500	1972	4x400	4 801 МВА	40	46	50
		1972	3x267		40	46	50
		1977	3x533		35	41	45
		1993	3x267		19	25	29
ПС 220 кВ							
Мотордеталь	220/110/10	1972	2x125; 1x25; 1x40	315 МВА	40	46	50
Мантурово	220/110/35/27,5/10	1965	1x125; 2x40; 1x15	220 МВА	47	53	57
Кострома-2	220/110/35/6	1961	1x125; 1x90; 2x20	255 МВА	51	57	61
Галич (р)	220/110/35/10	1965	2x125; 1x10	260 МВА	47	53	57
Борок	220/110/10	1987	2x125	250 МВА	25	31	35
Костромская ГРЭС	220	1970	4x400; 2x32; 1x63	1 727 МВА	42	48	52

Срок службы электросетевых объектов, введенных до 2002 года, определяется в соответствии с нормами амортизационных отчислений, утвержденных постановлением Совета Министров СССР от 22 октября 1990 года № 1072 «О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР», и в основном соответствует амортизационному периоду. Для ВЛ 110 кВ и

выше на стальных и железобетонных опорах срок службы составляет 50 лет, для ВЛ на деревянных опорах – 30 лет, для ПС – не менее 25 лет.

Таблица № 40

Перечень ПС напряжением 110 кВ Костромской энергосистемы,  
их сводные данные и техническое состояние

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Количество трансформаторов и мощность, ед.хМВА	Мощность ПС, МВА	Нагрузка ПС по данным замеров, МВА	Степень загрузки при отключении трансформатора большей мощности	Техническое состояние	Срок службы, лет		
									на 2012	на 2018	на 2022
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Центральный РЭС											
1.	Александрово	110/35/10	1981	2х6,3	12,6	3,78	57	удовл.	31	37	41
2.	Аэропорт	110/35/6	1993	2х16	32	7,97	47	удовл.	19	25	29
3.	Василево	110/35/10	1979	2х10	20	2,41	23	удовл.	33	39	43
4.	Восточная-2	110/35/10	1977	2х25	50	6,89	26	удовл.	35	41	45
5.	Давыдовская	110/10	2009	2х25	50	11,89	45	удовл.	3	9	13
6.	СУ ГРЭС	110/35/6	1978/ 2016	2х16	32	6,43	61	хорошее	34	40	44
7.	Григорцево	110/10	1987	1х2,5	2,5	0,46	18	удовл.	25	31	35
8.	Калинки	110/35/10/6	1962	2х10; 1х1,6	21,6	6,31	376	удовл.	50	56	60
9.	Клементьево	110/10	1980	1х6,3	6,3	0,74	11	удовл.	32	38	42
10.	Кострома-1	110/6	2015	2х16	32	10,73	64	хорошее		3	7
11.	Кострома-3	110/35/6	1963/ 2016	2х16	32	10,9	104	хорошее	49	55	59
12.	КПД	110/35/10	2014	2х25	50	13,94	53	хорошее		4	8
13.	Кр. Поляна	110/35/10	1972	2х10	20	4,71	45	удовл.	40	46	50
14.	Красное	110/35/10	1982	2х16	32	14,51	86	удовл.	30	36	40
15.	Нерехта-1	110/35/6	1940	2х25	50	20,26	77	удовл.	72	78	82
16.	Нерехта-1	110/10	1980/ 2014	2х16	32	3,58	21	хорошее		4	8
17.	Нерехта-2	110/10/6	1973	1х10; 1х16	26	3,01	29	удовл.	39	45	49
18.	Строммашина	110/6	1974	2х40	80	11,29	27	удовл.	38	44	48
19.	Северная	110/6	1970	1х25; 1х20	45	20,66	98	удовл.	42	48	52
20.	Столбово	110/10	1990	1х10	10	0,81	8	удовл.	22	28	32
21.	Судиславль	110/10	1972	2х10	20	7,36	70	удовл.	40	46	50
22.	Сусанино	110/35/10	1987	2х10	20	3,17	30	удовл.	25	31	35
23.	Центральная	110/10/6	1989	2х25	50	18,99	72	удовл.	23	29	33
24.	Южная	110/35/10	1986	2х25	50	16,93	65	удовл.	26	32	36
25.	Восточная-1	110/6	2011	2х25	50	17,73	68	хорошее	1	7	11
Галичский РЭС											
26.	Буй (р)*	110/35/10	1963	1х10; 1х4	14	9,27	221	удовл.	49	55	59
27.	Буй (с)	110/10	1980	2х6,3	12,6	5,78	87	удовл.	32	38	42
28.	Елегино	110/10	1985	1х2,5	2,5	0,20	8	удовл.	27	33	37
29.	Западная	110/10	1992	2х10	20	5,56	53	удовл.	20	26	30
30.	Лопарево	110/10	1979	2х2,5	5	0,44	17	удовл.	33	39	43
31.	Луковцино	110/10	1988	1х2,5	2,5	0,54	21	удовл.	24	30	34
32.	Новая	110/35/10	1993	2х6,3	12,6	2,12	32	хорошее	19	25	29
33.	Орехово	110/35/10	1965	2х6,3	12,6	1,67	25	удовл.	47	53	57
34.	Солигалич	110/35/10	1986	2х10	20	5,51	53	удовл.	26	32	36
35.	Федоровское	110/10	1983	1х2,5	2,5	0,11	4	удовл.	29	35	39
36.	Чухлома	110/35/10	1965	2х6,3	12,6	4,56	69	удовл.	47	53	57

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нейский РЭС											
37.	Антропово (р)	110/35/10	1965	1x16;1x6,3	22,3	5,78	87	удовл.	47	53	57
38.	БХЗ	110/6/10	1971	2x25	50	1,59	6	удовл.	41	47	51
39.	Гусево	110/10	1981	1x2,5	2,5	0,41	16	удовл.	31	37	41
40.	Дьяконово	110/10	1977	1x2,5	2,5	0,37	14	удовл.	35	41	45
41.	Ильинское	110/35/10	1990	2x10	20	5,30	51	удовл.	22	28	32
42.	Кадый	110/35/10	1983	2x10	20	5,11	49	удовл.	29	35	39
43.	Макарьев-1	110/35/10	1967	2x10	20	8,22	78	удовл.	45	51	55
44.	Нея	110/35/27,5/10	1966	2x40;1x6,3	86,3	29,21	442	удовл.	46	52	56
45.	Новинское	110/10	1988	1x2,5	2,5	0,19	7	удовл.	24	30	34
46.	Н-Полома	110/10	1976	1x2,5	2,5	0,98	37	удовл.	36	42	46
47.	Октябрьская	110/10	1978	1x2,5	2,5	0,70	27	удовл.	34	40	44
48.	Яковлево	110/35/10	1965	1x10	10	0,26	3	удовл.	47	53	57
Шарьинский РЭС											
49.	Вохма	110/35/10	1968	1x16;1x6,3	22,3	6,16	93	удовл.	44	50	54
50.	Гудково	110/10	1987	1x2,5	2,5	0,24	9	удовл.	25	31	35
51.	Никола	110/35/10	1991	1x6,3	6,3	0,37	6	удовл.	21	27	31
52.	Павино	110/35/10	1975	1x10;1x6,3	16,3	2,44	37	удовл.	37	43	47
53.	Промузел	110/6/6	1976	2x25	50	4,84	18	удовл.	36	42	46
54.	Пыщуг	110/35/10	1989	2x6,3	12,6	3,35	51	удовл.	23	29	33
55.	Рождественское*	110/35/10	1986	1x10; 1x4	14	2,00	48	хорошее	26	32	36
56.	Шарья (р)	110/35/6	1966	1x25; 1x20	45	19,11	91	удовл.	46	52	56
57.	Шекшема	110/10	1976	1x6,3	6,3	0,44	7	удовл.	36	42	46
58.	Шортюг	110/10	1968	1x6,3	6,3	0,53	8	удовл.	44	50	54
59.	Якшанга	110/10	1974	1x6,3	6,3	1,33	20	удовл.	38	44	48
Итого					1 371,9						

\* Трансформатор 1x4 МВА напряжением 35 кВ.

Таблица № 41

Перечень ПС напряжением 35 кВ Костромской энергосистемы, их сводные данные и техническое состояние

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Количество трансформаторов и мощность, ед.хМВА	Мощность ПС, МВА	Техническое состояние	Срок службы, лет		
							на 2012	на 2018	на 2022
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Галичский РЭС									
1.	Степаново	35/10	1989	1x4	4	удовл.	23	29	33
2.	Пронино	35/10	1973	1x2,5; 1x4	6,5	удовл.	39	45	49
3.	Горбачево	35/10	1977	1x1	1	удовл.	35	41	45
4.	Калинино	35/10	1976	1x1	1	удовл.	36	42	46
5.	Судай	35/10	1965	2x1,6	3,2	удовл.	47	53	57
6.	Совета	35/10	1984	1x1	1	удовл.	28	34	38
7.	Починок	35/10	1965	1x4	4	удовл.	47	53	57
8.	Петровское	35/10	1978	1x1,6	1,6	удовл.	34	40	44
9.	Панкратово	35/10	1965	1x1	1	удовл.	47	53	57
10.	Куземино	35/10	1986	1x1,6	1,6	удовл.	26	32	36
11.	Толтуново	35/10	1982	2x2,5	5	удовл.	30	36	40
12.	Кабаново	35/10	1983	2x2,5	5	удовл.	29	35	39
13.	Березовец	35/10	1975	1x2,5	2,5	удовл.	37	43	47
14.	Дьяконово	35/10	1974	2x1	2	удовл.	38	44	48
15.	Дор	35/10	1975	2x1,6	3,2	удовл.	37	43	47
16.	Шушкодом	35/10	1964	2x1	2	удовл.	48	54	58

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17.	Галичская ПТФ	35/10	1977	2x4	8	удовл.	35	41	45
18.	Левково	35/10	1992	1x1,6	1,6	удовл.	20	26	30
19.	Кренево	35/10	1989	1x2,5	2,5	удовл.	23	29	33
20.	Семеновское	35/10	1991	1x1,6	1,6	удовл.	21	27	31
21.	Химик	35/10	2003	1x3,2	3,2	удовл.	9	15	19
22.	Ликурга	35/10	1963	1x1,8; 1x1,6	3,4	удовл.	49	55	59
Костромской РЭС									
23.	Андреевское	35/10	1979	1x1,6	1,6	удовл.	33	39	43
24.	Попадьино	35/10	1990	1x1,6	1,6	удовл.	22	28	32
25.	Стоянково	35/10	1977	1x1,6	1,6	удовл.	35	41	45
26.	Раслово	35/10	1983	1x2,5	2,5	удовл.	29	35	39
27.	Новинки	35/10	1957	1x1,8	1,8	удовл.	55	61	65
28.	Адишево	35/10	1967	1x4	4	удовл.	45	51	55
29.	Сандогора	35/6	1977	1x1	1	удовл.	35	41	45
30.	Гридино	35/10	1995	1x1,8	1,8	удовл.	17	23	27
31.	Прискоково	35/10	1964	1x2,5	2,5	удовл.	48	54	58
32.	Рудино	35/10	1973	1x2,5	2,5	удовл.	39	45	49
33.	Чапаево	35/10	1976	2x2,5	5	удовл.	36	42	46
34.	Калининская	35/10	1982	2x2,5	5	удовл.	30	36	40
35.	Сушево	35/10	1972	2x4	8	удовл.	40	46	50
36.	Минское	35/10	1981	2x2,5	5	удовл.	31	37	41
37.	Борщино	35/10	1979	2x4	8	удовл.	33	39	43
38.	Исаево	35/10	1973	2x4	8	удовл.	39	45	49
39.	Островское	35/10	2008	2x2,5	5	удовл.	4	10	14
40.	Игодово	35/10	1989	2x1,6	3,2	удовл.	23	29	33
41.	Апраксино	35/10	1985	2x2,5	5	удовл.	27	33	37
42.	Ильинское ЦСП	35/10	1985	2x2,5	5	удовл.	27	33	37
43.	Сухоногово	35/10	1971	1x4; 1x3,2	7,2	удовл.	41	47	51
44.	Владычное	35/10	1982	2x1,6	3,2	удовл.	30	36	40
45.	Клеванцово	35/10	1974	2x1,6	3,2	удовл.	38	44	48
46.	Саметь	35/6	1973	1x4; 1x1,6	5,6	удовл.	39	45	49
47.	Байдарка	35/6	1970	2x6,3	12,6	удовл.	42	48	52
48.	Коркино	35/10	1972	2x2,5	5	удовл.	40	46	50
49.	Мисково	35/6	2008	2x1,8	3,6	удовл.	4	10	14
50.	Кузьмищи	35/10	1988	2x1,6	3,2	удовл.	24	30	34
51.	Кузнецово	35/10	1961	2x2,5	5	удовл.	51	57	61
52.	Горьковская	35/10	1986	2x1,6	3,2	удовл.	26	32	36
53.	Никольское	35/6	1972	2x4	8	удовл.	40	46	50
54.	ЭМЗ	35/6	1964	1x1,6; 1x1	2,6	удовл.	48	54	58
55.	Караваево	35/10	1962	2x6,3	12,6	удовл.	50	56	60
56.	Волжская	35/6	1981	2x4	8	удовл.	31	37	41
57.	Сидоровская	35/6	1982	1x4; 1x2,5	6,5	удовл.	30	36	40
58.	Воронье	35/10	1969	2x1,8	3,6	удовл.	43	49	53
59.	Татарское	35/10	1985	2x1,6	3,2	удовл.	27	33	37
60.	Чернево	35/10	1968	2x1,8	3,6	удовл.	44	50	54
Нейский РЭС									
61.	Горчуха	35/10	1972	2x2,5	5	удовл.	40	46	50
62.	Окулово	35/10	1977	1x1,6	1,6	удовл.	35	41	45
63.	Завражье	35/10	1989	1x1,6	1,6	удовл.	23	29	33
64.	Чернышево	35/10	1973	1x4	4	удовл.	39	45	49
65.	Екатеринкино	35/10	1991	2x1,6	3,2	удовл.	21	27	31
66.	Унжа	35/10	1978	1x1; 1x1,6	2,6	удовл.	34	40	44
67.	Нежитино	35/10	1987	1x1	1	удовл.	25	31	35
68.	Николо-Макарово	35/10	1969	1x1,6	1,6	удовл.	43	49	53
69.	Тимошино	35/10	1967	2x1	2	удовл.	45	51	55
70.	Якимово	35/10	1987	1x1,6; 1x2,5	4,1	удовл.	25	31	35
71.	Макарьев-2	35/10	1978	2x4	8	удовл.	34	40	44
72.	Филино	35/10	1968	1x1,6	1,6	удовл.	44	50	54
73.	Георгиевское	35/10	2008	2x2,5	5	удовл.	4	10	14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
74.	Овсянниково	35/10	1990	2x1,6	3,2	удовл.	22	28	32
75.	Черменино	35/10	1967	1x1,6	1,6	удовл.	45	51	55
76.	Кологрив	35/10	1965	2x4	8	удовл.	47	53	57
77.	Медведица	35/10	1973	1x2,5	2,5	удовл.	39	45	49
78.	Сосновка	35/10	1966	1x1,6; 1x2,5	4,1	удовл.	46	52	56
79.	Слобода	35/10	1976	1x2,5	2,5	удовл.	36	42	46
80.	Кужбал	35/10	1967	1x2,5	2,5	удовл.	45	51	55
81.	Вожерово	35/10	1992	2x1,6	3,2	удовл.	20	26	30
82.	Парфеньево	35/10	1991	2x4	8	удовл.	21	27	31
83.	Матвеево	35/10	1967	1x1,8; 1x4	5,8	удовл.	45	51	55
84.	Легитово	35/10	1973	1x2,5	2,5	удовл.	39	45	49
85.	Котельниково	35/10	2008	1x1	1	удовл.	4	10	14
86.	Палкино	35/10	1966	1x2,5; 1x4	6,5	удовл.	46	52	56
87.	Словинка	35/10	2008	2x1,6	3,2	удовл.	4	10	14
Шарьинский РЭС									
88.	Пищевка	35/10	1989	1x1	1	удовл.	23	29	33
89.	Хорошая	35/10	1974	1x2,5	2,5	удовл.	38	44	48
90.	Головино	35/10	1980	1x1	1	удовл.	32	38	42
91.	Одоевское	35/10	1989	2x1,6	3,2	удовл.	23	29	33
92.	Леденгск	35/10	1979	1x4; 1x1,6	5,6	удовл.	33	39	43
93.	Лапшино	35/10	1986	2x2,5	5	удовл.	26	32	36
94.	Спасс	35/10	1970	1x1,6; 1x2,5	4,1	удовл.	42	48	52
95.	Талица	35/10	1973	1x1,6	1,6	удовл.	39	45	49
96.	Центральная	35/6	1984	2x10	20	удовл.	28	34	38
97.	Соловецкое	35/10	1974	1x1,6	1,6	удовл.	38	44	48
98.	Ильинское ШСП	35/10	1983	1x1,6	1,6	удовл.	29	35	39
99.	Заветлужье	35/10	1974	1x1,6	1,6	удовл.	38	44	48
100.	Забегаво	35/10	1988	1x1,6	1,6	удовл.	24	30	34
101.	Луптюг	35/10	1975	1x2,5	2,5	удовл.	37	43	47
102.	Боговарово	35/10	1981	1x4; 1x2,5	6,5	удовл.	31	37	41
103.	Конево	35/10	1965	1x1,6	1,6	удовл.	47	53	57
104.	Кагунино	35/10	1981	1x2,5	2,5	удовл.	31	37	41
105.	Кривячка	35/10	1963	1x1; 1x1,6	2,6	удовл.	49	55	59
106.	Николо-Шанга	35/10	1977	1x1,6; 1x2,5	3,2	удовл.	35	41	45

Таблица № 42

Перечень тяговых подстанций напряжением 110 кВ Костромской энергосистемы, их сводные данные и техническое состояние

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Количество трансформаторов и их мощность, ед.хМВА	Мощность ПС, МВА	Техническое состояние	Срок службы, лет		
							на 2012	на 2018	на 2022
1.	Космынино (т)	110/35/10	1983	2x16	32	удовл.	29	35	39
2.	Буй (т)	110/27,5/10	1968	2x40	80	удовл.	44	50	54
3.	Галич (т)	110/27,5/10	1969	2x40	80	удовл.	43	49	53
4.	Антропово (т)	110/27,5/10	1965	2x40	80	удовл.	47	53	57
5.	Шарья (т)	110/27,5/6	1969	2x40	80	удовл.	43	49	53
6.	Поназырево (т)	110/27,5/10	1969	2x40	80	удовл.	43	49	53
Итого					432				

Для объектов, введенных после 1 января 2002 года, согласно письму Министерства финансов Российской Федерации от 28 февраля 2002 года № 16-00-14/75 рассматриваемый показатель определяется в соответствии с нормами амортизационных отчислений, утвержденными постановлением



Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 года № 1 «О классификации основных средств, включаемых в амортизируемые группы», в соответствии с которым для начисления амортизации установлен максимальный срок службы ЛЭП на металлических и ж/б опорах – 15 лет, ПС – 20 лет.

61. В таблицах № 43 – 46 представлены возрастные характеристики ЛЭП и оборудования ПС.

Таблица № 43

Срок эксплуатации существующих ВЛ напряжением 110 кВ  
по состоянию на 2012, 2018, 2022 годы

Срок эксплуатации	На 2012 год		На 2018 год		На 2022 год	
	длина, км	в % к общей длине	длина, км	в % к общей длине	длина, км	в % к общей длине
до 30 лет	702,5	38,1	366,1	19,7	243,4	13,1
30 лет и выше	1 141,0	61,8	1 497,0	80,3	1 619,7	86,9
в том числе:						
30 – 40 лет	283,0	15,3	500,3	26,9	596,6	32,0
40 – 50 лет	732,6	39,7	364,1	19,5	256,7	13,8
50 – 60 лет	103,0	5,5	610,2	32,7	664,3	35,6
60 лет и выше	22,4	1,2	22,4	1,2	102,1	5,5

Как видно из таблицы № 43 на 2012 год, порядка 7% от общей длины существующих линий 110 кВ в Костромской области имели срок службы 50 и более лет, при этом к 2022 году протяженность таких линий составит порядка 41%.

Таблица № 44

Срок эксплуатации существующих ВЛ напряжением 220 кВ и выше  
по состоянию на 2012, 2018, 2022 годы

Срок эксплуатации	На 2012 год		На 2018 год		На 2022 год	
	длина, км	в % к общей длине	длина, км	в % к общей длине	длина, км	в % к общей длине
до 30 лет	530,3	45,9	164,9	14,2	148,2	12,8
30 лет и выше	625,5	54,1	997,6	85,8	1014,3	87,2
в том числе:						
30 – 40 лет	450,3	39,0	577,1	49,6	388,9	33,4
40 – 50 лет	175,2	15,1	420,5	36,2	450,3	38,7
50 – 60 лет	0		0		175,2	15,1

Как видно из таблицы № 45 на 2012 год порядка 85% установленной трансформаторной мощности на ПС с напряжением 110 кВ обеспечивалось трансформаторами со сроком службы 25 и более лет, что сохранится и к 2022 году.

Таблица № 45

Состояние парка трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ  
по состоянию на 2012, 2018, 2022 годы

Срок службы трансформаторов	На 2012 год		На 2018 год		На 2022 год	
	общая мощность трансформаторов, МВА	в % к общей мощности	общая мощность трансформаторов, МВА	в % к общей мощности	общая мощность трансформаторов, МВА	в % к общей мощности
Менее 16 лет	100,0	5,7	214,0	15,6	214,0	15,6
16 – 25 лет	168,5	9,6	0	-	0	-
Более 25 лет	1 483,0	84,7	1 157,9	84,4	1 157,9	84,4

Морально устаревшее электротехническое оборудование, находящееся в эксплуатации и имеющее высокую степень износа, вызывает необходимость ежегодного увеличения эксплуатационных затрат, а также затрат на ремонтные работы, что снижает эффективность функционирования распределительного электросетевого комплекса. Также высокий уровень износа сетевого оборудования и оборудования подстанций снижает надежность электроснабжения потребителей региона.

Таблица № 46

Состояние парка трансформаторов с высшим напряжением 220 кВ и выше  
по состоянию на 2012, 2018, 2022 годы

Срок службы трансформаторов	На 2012 год		На 2018 год		На 2022 год	
	общая мощность трансформаторов, МВА	в % к общей мощности	общая мощность трансформаторов, МВА	в % к общей мощности	общая мощность трансформаторов, МВА	в % к общей мощности
Менее 16 лет	765,0	8,7	765,0	8,7	0	-
16 – 25 лет	801,0	9,1	801,0	9,1	765,0	8,7
Более 25 лет	7 207,0	82,2	7 207,0	82,2	8 008,0	91,3

62. Для решения обозначенных проблем с целью определения необходимых объемов техперевооружения и реконструкции рекомендуется проведение комплексного технического аудита и диагностики технического состояния распределительных сетевых объектов.

Техническое состояние сети 110 кВ и выше оценивается в целом удовлетворительно, хотя более 80% подстанций и около 7% линий отработали нормативный срок службы.

63. Основные сведения о генерирующих компаниях, действующих на территории Костромской области, приведены в главе 8.

Характеристика генераторов, установленных на Костромской ГРЭС, представлена в таблице № 47.

В таблице № 48 приведены параметры генераторов, установленных на ТЭЦ ГУ ПАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону г. Кострома.

### Параметры генераторов Костромской ГРЭС

Ст. №	Тип генератора	Год ввода	S <sub>ном</sub> , МВА	P <sub>ном</sub> , МВт	cos φ	U <sub>ном</sub> , кВ	Q <sub>max</sub> **, МВар	Q <sub>min</sub> **, МВар
ТГ-1	ТВВ-320-2	1969	353	300	0,85	20	180	-80
ТГ-2	ТВВ-350-2УЗ	1969/1995*	411,77	350	0,85	20	220	-120
ТГ-3	ТВВ-320-2	1970	353	300	0,85	20	180	0
ТГ-4	ТВВ-350-2УЗ	1970/2006*	411,77	350	0,85	20	235	-100
ТГ-5	ТВВ-320-2УЗ	1971/2007*	353	300	0,85	20	180	-80
ТГ-6	ТВВ-320-2	1972	353	300	0,85	20	180	0
ТГ-7	ТВВ-320-2	1972	353	300	0,85	20	180	0
ТГ-8	ТВВ-320-2	1973	353	300	0,85	20	180	0
ТГ-9	ТВВ-1200-2УЗ	1980/1991*	1330	1200	0,9	24	580	125

\* Дата ввода генератора в эксплуатацию после реконструкции.

\*\* Значения Q<sub>max</sub> и Q<sub>min</sub> при номинальной активной мощности генератора (300 МВт для ТГ-1-8 и 1200 МВт для ТГ-9) в соответствии с утвержденным 31.10.2014 филиалом АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ «Положением по управлению режимами работы энергосистем в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ».

### Параметры генераторов, установленных на ТЭЦ ГУ ПАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону г. Кострома и МУП «Шарьинская ТЭЦ»

№ п/п	Станция	Ст. №	Тип генератора	Год ввода	n, об/мин	S <sub>ном</sub> , МВА	P <sub>ном</sub> , МВт	Q <sub>мин</sub> , МВар	Q <sub>макс</sub> , МВар	U <sub>ном</sub> , кВ	cosφ
1.	Костромская ТЭЦ-1	2	T2-12-2	1976	3 000	15	12 (9)	0	9,64	6,3	0,8
2.	Костромская ТЭЦ-1	4	T2-6-2	1958	3 000	7,5	6	0	4,5	6,3	0,8
3.	Костромская ТЭЦ-1	5	T2-12-2	1965	3 000	15	12 (9)	0	9,64	6,3	0,8
4.	Костромская ТЭЦ-1	6	T2-12-2	1966	3 000	15	12 (9)	0	9,64	6,3	0,8
5.	Костромская ТЭЦ-2	ТГ-1	ТВФ-63-2	1974	3 000	78,75	63 (60)	-13	48	6,3	0,8
6.	Костромская ТЭЦ-2	ТГ-2	ТВФ-120-2	1976	3 000	125	100 (110)	-25	74	10,5	0,8
7.	Шарьинская ТЭЦ	ТГ №1	T2-6-2	1965	3 000	7,5	6 (3)	0	5,35	6,3	0,8
8.	Шарьинская ТЭЦ	ТГ №2	T2-6-2	1966	3 000	7,5	6	0	4,5	6,3	0,8
9.	Шарьинская ТЭЦ	ТГ №3	T-12-2	1979	3 000	15	12	0	9	6,3	0,8

64. Необходимо оценить и проанализировать технологические потери мощности и электроэнергии, которые возникают при передаче электроэнергии по электрическим сетям 110 кВ и выше Костромской энергосистемы, за исключением потерь, вызванных погрешностью системы учета электроэнергии.

В таблицах № 49 и 50 представлено распределение по напряжению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях 110 кВ и выше Костромской энергосистемы в 2007 – 2011 годы.

Таблица № 49

## Потери мощности в сетях 110 кВ и выше

Год	Нагрузка энергосистемы, МВт	Напряжение сети					
		110 кВ		220 кВ и выше		110 кВ и выше	
		потери, МВт	доля потерь, %	потери, МВт	доля потерь, %	потери, МВт	доля потерь, %
2007	676	19,4	2,86	30,6	4,53	50	7,4
2008	712	19,4	2,72	30,95	4,35	50,35	7,07
2009	692	18,75	2,71	29,4	4,23	48,15	6,96
2010	678	19,32	2,85	29,8	4,39	49,12	7,24
2011	654	18,84	2,88	30,79	4,71	49,63	7,59

Таблица № 50

## Потери электроэнергии в сетях 110 кВ и выше

Год	Электропотребление энергосистемы, млн. кВт·ч	Напряжение сети					
		110 кВ		220 кВ		110 кВ и выше	
		потери, млн. кВт·ч	доля потерь, %	потери, млн. кВт·ч	доля потерь, %	потери, млн. кВт·ч	доля потерь, %
2007	3 782,12	71,780	1,89	113,22	2,99	185	4,89
2008	3 790,514	65,96	1,74	105,23	2,78	171,19	4,51
2009	3 558,905	59,06	1,66	92,61	2,6	151,67	4,26
2010	3 681,486	69,55	1,89	107,64	2,92	177,19	4,81
2011	3 611,475	68,77	1,9	112,38	3,11	181,15	5,02

В таблице № 51 представлена структура технических потерь мощности в электрической сети 110 кВ Костромской энергосистемы.

Таблица № 51

## Структура технических потерь мощности в электрической сети 110 кВ Костромской энергосистемы

Составляющие технических потерь		Потери мощности, МВт
филиал ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго»	Нагрузочные потери:	132,07
	в трансформаторах 110 кВ	6,49
	в ВЛ 110 кВ	125,58
	Потери ХХ в трансформаторах	46,70
Всего		178,78

Потери электроэнергии в сетях 110 кВ и выше составили порядка 66,2 млн. кВт·ч, или 3,09% от электропотребления энергосистемы.

## Раздел II. Особенности и проблемы функционирования энергосистемы на территории Костромской области

65. Районы с высокими рисками выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений в распределительной сети определяются рядом факторов. К наиболее распространенным следует отнести то, что схемы присоединения к сети электросетевых объектов в отдельных случаях не соответствуют требованиям нормативных документов. Другим фактором является неудовлетворительное состояние отдельных линий и подстанций.

В Костромской энергосистеме в эксплуатации имеются подстанции, на трансформаторах которых отсутствует переключающее устройство регулирования под нагрузкой (далее – РПН).

Характеристика районов с высокими рисками выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений схемы электрических соединений сетей 110 кВ и выше на территории Костромской области приведена в таблице № 52.

Таблица № 52

Районы с высокими рисками выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений схемы электрических соединений сетей 110 кВ и выше

Районы с высокими рисками выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений	Наименование электросетевых объектов	Кол-во ПС/ЛЭП, шт.
ПС с одним трансформатором	Шекшема, Октябрьская	2
ПС с трансформаторами без РПН	Нерехта-2, Новая, Чухлома, Антропово (р.), Павино, Шортюг, Якшанга	7
ПС на ОД и КЗ	Новинское, Шекшема, Яковлево, Якшанга, Гудково, Шортюг, Никола, Вохма, Шарья (т), Александрово, Судиславль, Калинки, СуГРЭС, Клементьево, Григорцево, Нерехта-2, Космынино (т), Василёво, Южная, Дьяконово, Николо-Полома, БХЗ, Луковцино, Федоровское, Елегино, Западная, Столбово, Октябрьская, Антропово (т), Лопарево	30
ПС с возможным возникновением дефицита трансформаторной мощности	Вохма, Шарья (р), Северная	3

В соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 года

№ 281 «Об утверждении методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем» (далее – Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем), ПС 110 кВ рекомендуется выполнять двухтрансформаторными.

Большая часть схем распределительных устройств (далее – РУ) напряжением 110 кВ выполнена по упрощенным схемам (№ 110 - 4) на отделителях и короткозамыкателях, морально устаревших, и их использование в схемах РУ снижает надежность электрической сети. Для приведения схем открытых распределительных устройств (далее – ОРУ) 110 кВ существующих подстанций в соответствие со «Схемой принципиальных электрических распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения» при выполнении реконструкции, расширения или технического перевооружения на ПС 110 кВ, где в схеме первичных соединений установлены отделители и короткозамыкатели, рекомендуется произвести их замену на элегазовые выключатели.

В Методических рекомендациях по проектированию развития энергосистем указывается:

1) присоединять не более трех промежуточных подстанций к одноцепной ВЛ 110 кВ с двухсторонним питанием, а к двухцепной – не более пяти;

2) применять двухцепные тупиковые ВЛ в схемах электроснабжения крупных городов, промузлов, промышленных предприятий с присоединением к такой ВЛ до двух ПС 110 кВ. При этом потребители первой категории этих ПС должны резервироваться по сети вторичного напряжения. К двум одноцепным тупиковым ВЛ могут быть присоединены до трех подстанций.

Отклонения от указанных рекомендаций снижают надежность электроснабжения потребителей.

Так, например, при ремонте ВЛ 110 кВ Вохма – Павино и отключении ВЛ 110 кВ Поназырево – Никола потребители ПС 110 кВ (ПС 110 кВ Вохма, ПС 110 кВ Никола, ПС 110 кВ Шортюг, ПС 110 кВ Гудково) остаются без питания.

Аналогично при ремонте ВЛ 110 кВ Борок – Елегино и отключении ВЛ 110 кВ Галич (р) – Чухлома потребители ПС 110 кВ Елегино, Солигалич, Федоровское, Чухлома, Луковцино остаются без питания.

Основным питающим центром Костромской энергосистемы является Костромская ГРЭС, обеспечивающая электроснабжение не только потребителей Костромской, но и Ивановской, Ярославской, Владимирской, Московской, Нижегородской областей.

Передача мощности в район города Костромы осуществляется по трем ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Мотордеталь I и II цепи и по ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Кострома-2. Собственная генерация района составляет приблизительно 200 МВт в зимний период и 65 МВт в летний период и обеспечивается за счет генерации Костромской ТЭЦ-1 и Костромской ТЭЦ-2. Приблизительно 50% мощности, передаваемой по

ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Мотордеталь I и II цепи, является транзитной в Ярославскую энергосистему и играет существенную роль в балансе.

Электроснабжение потребителей северо-западной части Костромской энергосистемы осуществляется от Костромской ГРЭС по ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Мотордеталь I и II цепи, Костромская ГРЭС – Кострома-2, Мотордеталь – Борок, Кострома-2 – Галич (р).

Электроснабжение потребителей северо-восточной части осуществляется от ПС 500 кВ Звезда по ВЛ 500 кВ Костромская АЭС – Звезда и Звезда – Вятка и в ремонтных режимах в сети 500 кВ от ПС 220 кВ Мантурово по ВЛ 220 кВ Рыжково – Мантурово.

В нормальном режиме пропускной способности сетей 110 кВ и выше достаточно для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах.

Костромская энергосистема является транзитной. Транзитные перетоки оказывают влияние на режимы работы оборудования энергосистемы.

Электроснабжение ПС 110 кВ КПД и СУ ГРЭС осуществляется от Ивановской энергосистемы по ВЛ 110 кВ Приволжская I и II цепь.

Подстанции, ремонт оборудования которых производится с полным погашением потребителей: ПС 110 кВ Октябрьская и ПС 110 кВ Шекшема.

В настоящее время появление вышеперечисленных режимов исключается при составлении планов ремонтов и проведении ремонтной кампании. Для предотвращения и ликвидации технологических нарушений в подобных режимах применяются схемно-режимные мероприятия, заключающиеся в делении сети в определенных точках (что приводит к снижению надежности схемы в целом), устройства противоаварийной автоматики, а в отдельных случаях – графики аварийного ограничения.

Части Костромской энергосистемы, в которых ликвидация отклонений от допустимых пределов электрического режима производится действием противоаварийной автоматики, не требуют скорейшего решения по усилению сети. Но при подключении энергоемких потребителей потребуется подключение электрических сетей к дополнительным источникам электрической мощности на напряжение 220 – 500 кВ.

66. Ограничений на технологическое присоединение потребителей к отдельным частям энергосистемы нет. Однако присоединение крупных и энергоемких потребителей в некоторых частях энергосистемы и к отдельным подстанциям потребует выполнения схемных решений и подведения данных потребителей под отключение действиями противоаварийной автоматики и включения их в графики аварийного ограничения потребления.

К таким районам и подстанциям можно отнести:

1) северо-западную часть энергосистемы Костромской области: ПС 220 кВ Борок, ПС 110 кВ Буй (т), Буй (р), Буй (с), Западная, подстанции транзита 110 кВ Борок - Солигалич - Чухлома - Галич;

2) северо-восточную часть энергосистемы Костромской области;

3) ПС 110 кВ КПД и СУ ГРЭС, питание которых осуществляется от Ивановской энергосистемы;

4) ПС 220 кВ Мантурово, ПС 110 кВ Нея, Шарья (р), Шарья (т), Поназырево (т), РП Заря, Промузел, Кроностар.

67. Существуют отдельные узлы энергосистемы, присоединение потребителей к которым ограничено мощностью трансформаторов в ремонтных и аварийных режимах. К таким узлам относятся ПС 110 кВ Северная, Шарья (р), ПС 35 кВ Центральная.

Допустимые уровни напряжения в нормальных, ремонтных и аварийных режимах обеспечиваются за счет:

1) регулирования реактивной мощности, вырабатываемой Костромской ГРЭС, Костромской ТЭЦ-1, Костромской ТЭЦ-2 и Шарьинской ТЭЦ;

2) регулирования РПН автотрансформаторов ПС 220 кВ Мотордеталь, Кострома-2, Борок, Галич, Мантурово, ПС 500 кВ Звезда;

3) батарей статических конденсаторов 110 кВ (БСК) ПС 220 кВ Мантурово, ПС 110 кВ Шарья (р) и Поназырево (т);

4) работы устройств автоматического ограничения снижения напряжения на ПС 220 кВ Мантурово, ПС 110 кВ Нея, Шарья (р), Промузел, Кроностар.

На текущий момент источников реактивной мощности Костромской энергосистемы достаточно для качественного регулирования напряжения во всех режимах работы энергосистемы.

С целью анализа режимной ситуации, которая сложилась в дни контрольных замеров 15 июня и 21 декабря 2016 года, в таблице № 53 представлены данные по потреблению мощности и генерации электростанций Костромской энергосистемы в часы контрольных замеров.

Таблица № 53

Потребление мощности и генерация электростанций  
в дни контрольных замеров

Наименование	15.06.2016 г. 04-00	15.06.2016 г. 10-00	21.12.2016 г. 04-00	21.12.2016 г. 09-00
Потребление, МВт	287	416	425	537
Генерация, МВт	918	2 130	1 363	2 534

Как уже отмечалось выше, Костромская энергосистема является транзитной. По сетям 110 кВ и выше передается в соседние энергосистемы порядка 2 600 МВт в зимний период и 1 700 МВт в летний период. Передача мощности напрямую зависит от выработки Костромской ГРЭС. В таблице № 54 приведены данные по передаче мощности в смежные энергосистемы. В зимний период суммарный переток мощности в смежные энергосистемы достигает около 86% от выработки Костромской ГРЭС, а летом – 80%.



Таблица № 54

Мощность, передаваемая в смежные энергосистемы (токовая нагрузка ЛЭП, соединяющих Костромскую энергосистему со смежными энергосистемами)

Смежная энергосистема	Наименование ЛЭП	Марка провода	Длительно-допустимый ток, А	Дата и время замера							
				15.06.2016 г. 04-00		15.06.2015 г. 10-00		21.12.2016 г. 04-00		21.12.2016 г. 09-00	
				А	%	А	%	А	%	А	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Кировская энергосистема	ВЛ 500 кВ Звезда - Вятка	3хАС-330	2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C	241	12,0	287	14,4	224	11,2	249	12,4
	ВЛ 110 кВ Ацвеж – Поназырево	АС-120	380 при t=+25°C 490 при t=-5°C	отключена		отключена		отключена		отключена	
	ВЛ 110 кВ Гостовская – Поназырево	АС-120	380 при t=+25°C 490 при t=-5°C	отключена		отключена		отключена		отключена	
Московская энергосистема	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Загорская ГАЭС	3хАС-400	2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C	387	19,3	232	11,6	211	10,5	246	12,3
Владимирская энергосистема	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Владимирская	3хАС-400	2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C	200	10	420	21	358	17,9	372	18,6
Вологодская энергосистема	ВЛ 500 кВ Костромская АЭС – Вологодская	3хАС-400	2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C	375	18,8	261	13,1	230	11,5	363	18,1
	ВЛ 110 кВ Никольск – Павино	АС-95	300 при t=+25°C 300 при t=-5°C	111	36,9	75	25,1	58	19,2	104	34,6
	ВЛ 110 кВ Буй (т) – Вохтога(т)	АС-150	300 при t=+25°C 300 при t=-5°C	68	22,5	7	2,3	18	6,1	20	,7
Нижегородская энергосистема	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Луч	3хАСО-400	2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C	277	13,9	336	16,8	550	27,5	530	26,5
	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Нижегородская	3хАС-400/51	2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C	262	13,1	307	15,7	отключена		отключена	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	ВЛ 220 кВ Рыжково – Мантурово	АС-300	600 при t=+25°C 600 при t=-5°C	54	9,1	84	14,0	55	9,1	71	11,9
Ивановская энергосистема	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Вичуга-1	АС-400	825 при t=+25°C 1 000 при t=-5°C	182	21,2	471	54,9	162	16,2	321	32,1
	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Вичуга-2	АС-400	825 при t=+25°C 1 000 при t=-5°C	отключена		отключена		85	8,5	134	13,4
	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Иваново-1	АС-400	825 при t=+25°C 1 000 при t=-5°C	50	5,8	286	33,4	227	22,7	503	50,3
	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Иваново-2	АС-400	825 при t=+25°C 1 000 при t=-5°C	54	6,3	290	33,8	166	16,6	356	35,6
	ВЛ 110 кВ Заволжск – Александрово	АС-120	300 при t=+25°C 300 при t=-5°C	10	3,3	30	10,0	51	16,9	42	14,1
	ВЛ 110 кВ Фурманов – Клементьево	АС-120	380 при t=+25°C 490 при t=-5°C	22	5,5	18	4,4	42	8,7	42	8,8
	ВЛ 110 кВ Писцово – Нерехта-1	АС-120	380 при t=+25°C 490 при t=-5°C	79	20,1	85	21,5	74	15,2	83	17,5
Ярославская энергосистема	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Ярославская	АС-500	825 при t=+25°C 1 000 при t=-5°C	195	20,6	440	53,3	269	26,9	477	47,7
	ВЛ 220 кВ Мотордеталь – Тверицкая	АС-300	690 при t=+25°C 890 при t=-5°C	165	20,7	332	48,2	235	27	381	44,2
	ВЛ 110 кВ Халдеево – Буй (т)	АС-120	390 при t=+25°C 503 при t=-5°C	15	3,4	61	15,6	27	5,5	68	14,0
	ВЛ 110 кВ Нерехта-1	АС-120	390 при t=+25°C 503 при t=-5°C	79	17,5	128	32,9	104	21,2	174	35,7
	ВЛ 110 кВ Нерехта-2	АС-150	390 при t=+25°C 503 при t=-5°C	86	19,1	131	33,6	100	20,3	165	33,8

% - Загрузка ЛЭП в процентах по току.

68. Анализ режимной ситуации, сложившейся на день контрольного замера в 2016 году, показывает, что загрузка сети 110 кВ и выше и уровни напряжений находятся в пределах допустимых значений.

В таблицах № 55 и 56 представлена загрузка автотрансформаторов и ВЛ 220-500 кВ Костромской энергосистемы.

Таблица № 55

Загрузка автотрансформаторов Костромской энергосистемы

№ п/п	Наименование	Установ- ленная мощность, МВА	Номи- наль- ный ток, А	Дата и время замера							
				15.06.2016 г. 04-00		15.06.2016 г. 10-00		21.12.2016 г. 04-00		21.12.2016 г. 09-00	
				А	%	А	%	А	%	А	%
1.	Костромская ГРЭС	АТ-2 3х267	925	0	0	0	0	245	26,5	297	32,1
		АТ-4 3х267	925	480	51,9	404	43,7	192	20,7	105	11,4
2.	ПС 500/110/10 кВ Звезда	АТ-1 3х135	468	70	15,0	167	35,6	128	27,3	182	38,9
3.	ПС 220/110/10 кВ Мантурово	АТ-1 125	313	54	17,4	84	26,8	48	15,4	71	22,8
4.	ПС 220/110/10 кВ Мотордеталь	АТ-1 125	313	0	0	0	0	91	29,2	175	55,9
		АТ-2 125	313	85	27,2	189	60,2	92	29,3	175	55,9
5.	ПС 220/110/10 кВ Борок	АТ-1 125	314	0	0	0	0	45	14,3	60	19,0
		АТ-2 125	314	49	15,6	86	27,5	44	14,0	58	18,5
6.	ПС 220/110/10 кВ Галич	АТ-1 125	314	0	0	0	0	37	11,9	32	10,4
		АТ-2 125	313	58	18,5	79	25,2	40	12,9	36	11,4
7.	ПС 220/110/6 кВ Кострома-2	АТ-1 125	314	49	15,7	119	38,0	21	6,8	15	4,8
		АТ-2 90	215	54	24,9	124	57,8	28	12,9	22	10,3

## Загрузка ВЛ 220-500 кВ Костромской энергосистемы

№ п/п	Наименование ЛЭП	Марка провода	Длительно- допустимый ток, А	Дата и время замера							
				15.06.2016 г. 04-00		15.06.2016 г. 10-00		21.12.2016 г. 04-00		21.12.2016 г. 09-00	
				А	%	А	%	А	%	А	%
1.	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Костромская АЭС	3хАСО-400	2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C	139	7,0	165	8,3	343	17,1	371	18,6
2.	ВЛ 500 кВ Костромская АЭС – Звезда	3хАС-330	2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C	250	12,5	110	5,5	258	12,9	142	7,1
3.	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Мотордеталь-1	АС-300	710 при t=+25°C 915 при t=-5°C	137	18,7	292	39,8	305	35,1	572	66,4
4.	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Мотордеталь-2	АС-300	710 при t=+25°C 915 при t=-5°C	140	18,5	300	39,7	200	22,3	319	36,0
5.	ВЛ 220 кВ Мотордеталь – Борок	АС-300	710 при t=+25°C 915 при t=-5°C	73	10,0	103	14,3	151	17,6	196	23,0
6.	ВЛ 220 кВ Борок – Галич	АС-300	600 при t=+25°C 600 при t=-5°C	20	3,4	20	3,3	54	9,0	78	13,0
7.	ВЛ 220 кВ Кострома – Галич	АС-300	600 при t=+25°C 600 при t=-5°C	57	9,5	68	11,3	49	8,2	37	6,2
8.	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Кострома	АС-300	710 при t=+25°C 915 при t=-5°C	135	17,9	292	38,8	отключена		отключена	

### Раздел III. Основные направления развития электроэнергетики Костромской области

#### Глава 16. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность на пятилетний период по Костромской области по данным АО «СО ЕЭС»

69. Прогноз спроса на электрическую энергию Костромской области соответствует прогнозу, представленному в проекте схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы (далее – Схема и программа развития ЕЭС России). Первым годом построения прогноза является 2017 год. В соответствии с базовым прогнозом, разработанным в начале текущего года системным оператором единой энергетической системы (далее соответственно – СО, ЕЭС), полное электропотребление в области составит 3 594 млн. кВт·ч.

Для целей построения прогноза данные Росстата адаптированы к уровням потребления электрической энергии, которые фиксирует СО.

Таблица № 57

#### Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность в Костромской области по данным АО «СО ЕЭС»

Показатель	Годы					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Электропотребление, млн. кВт·ч	3 594	3 599	3 606	3 616	3 633	3 659
Среднегодовые темпы прироста, %	-1,2	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7
Максимум нагрузки, МВт	635	635	637	637	642	646
Среднегодовые темпы прироста, %	-1,6	0,0	0,3	0	0,8	0,6
Число часов использования максимума нагрузки, ч.	5 660	5 668	5 661	5 677	5 659	5 664

Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность на период до 2022 года составлен с учетом социально-экономического развития региона и поступивших заявок на технологическое присоединение (таблица № 58). Анализ таблицы показывает, что прогнозируемый прирост нагрузки составляет 2 – 4 МВт в год.

В таблицах № 59 и 60 представлены данные по максимуму нагрузки и электропотреблению крупных потребителей Костромской энергосистемы за отчетный период и с перспективой до 2022 года.

Анализ таблицы № 59 показывает, что большое развитие имеет ОАО «Газпромтрубинвест», деятельность которого связана с производством стальных труб. Данный завод получает питание от ПС 110/35/10 кВ КПД.

Таблица № 58

## Перечень заявок потребителей на технологическое присоединение к электрическим сетям

Тип объекта присоединения	Наименование объекта присоединения	Адрес объекта	Мощность энергопринимающих устройств, МВт	Период реализации	Категория надежности электро-снабжения	Центр питания	Примечание
Производственные нужды	ООО «Зеленый дом» (тепличный комбинат)	Нерехтский район, южная часть кадастрового квартала 44:13:122201:166	1,5	2017 год	3	ПС 110кВ Космынино (т)	Заключение договора
Промышленное предприятие	ИП Горохов	Костромской район, дер. Бычиха-12	1,3	2017 год	3	ПС 110кВ Калинки	Заключение договора
Промышленное предприятие	ООО «Костромасетьремонт»	Костромской район, дер. Косино	2	2018 год	2	ПС 110 кВ Василево	Договор заключен
Промышленное предприятие	ООО «СТАРТ»	г. Нерехта, ул. Дружбы, д. 21	0,91 (в том числе ранее 0,25)	2017 год	3	ПС 110 кВ Нерехта-2	Договор заключен
Промышленное предприятие	ОАО «Буйский химический завод»	г. Буй, ул. Чапаева, д. 1	2	2018 год	2	ПС 110 кВ Буй (р)	Заключение договора
Жилой фонд	ООО «КФК Энерго»	г. Кострома, в квартале, ограниченном улицами Жужелинской и Богатырской м/р-на Жужелино	0,92 (в том числе ранее 0,63)	2017 год	2	ПС 110 кВ Строммашина	Увеличение мощности
Жилой фонд	ФКП «Управление заказчика КС Минобороны России»	г. Кострома, ул. Скворцова, 10В	0,7	2018 год	3	ПС 110 кВ Центральная	Заключение договора
Жилой фонд	ООО «КФК Энерго»	Костромской район, Башкеевское сельское поселение	9	2017-2019	2	ПС 220 кВ Мотордеталь	Договор заключен

Таблица № 59

## Прогноз максимума нагрузки крупных потребителей Костромской энергосистемы

Наименование предприятия	Месторасположение	Вид экономической деятельности	Максимум нагрузки, МВт					
			2017	2018	2019	2020	2021	2022
Северная дирекция по энергообеспечению - Структурное Подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «Российские железные дороги»	Костромская область	Транспорт	72,01	72,07	72,13	72,17	72,21	72,25
ООО «Кроностар»	г. Шарья, пос. Ветлужский, ул. Центральная, 4	Деревообработка	34,66	34,69	34,72	34,76	34,80	34,84
НАО «СВЕЗА Мантурово»	г. Мантурово, ул. Матросова, 26	Деревообработка	3,41	3,41	3,41	3,42	3,42	3,42
АО «Галичский автокрановый завод»	г. Галич, ул. Гладышева, 27	Производство машин и оборудования	4,43	4,45	4,47	4,49	4,51	4,53
ООО «Совместное предприятие «Кохлома»	г. Кострома, ул. Борьбы, 75	Текстильное производство	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21
ОАО «Газпромтрубинвест»	г. Волгореченск, ул. Магистральная, 1	Производство стальных труб	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82
ООО «НОВ-Кострома»	г. Волгореченск	Завод по производству буровых установок	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,0







1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПАО «МРСК Центра»	г. Кострома, пр-т Мира, д. 53	Транспортировка электрической энергии	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63
ЗАО «Экохиммаш»	г. Буй, ул. Чапаева, д. 1	Промышленное производство	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
ООО «Жилкомсервис»	г. Буй, ул. Республиканская, д. 5	Жилищно-коммунальная отрасль	3,33	3,33	3,33	3,33	3,33	3,33
МУП «Коммунсервис» Костромского района	Костромской район, пос. Никольское, ул. Мира, д. 16	Производство и распределение тепловой энергии	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97
АО «Шувалово»	Костромской район, пос. Шувалово, ул. Рабочая, д. 1	Промышленное производство	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61
АО «Костромской силикатный завод»	г. Кострома, ул. Ярославская, д. 43	Промышленное производство	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
ООО «ЛЕРУА МЕРЛЕН ВОСТОК»	пос. Караваево, Красносельское ш., д.1	Торговый центр	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
ИП Горохов Сергей Жоржевич	Костромской район, дер. Бычиха-12, 26	Производственные площадки	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

В таблице № 61 приведен максимум нагрузки потребителей, составляющих не менее 1% от общего объема электропотребления Костромской области и иных, влияющих на режим работы Костромской энергосистемы.

На основании данных АО «Системный оператор единой энергетической системы» и Росстата по полному электропотреблению региона разработан прогноз уровней электропотребления по отдельным отраслям экономики и бытовому сектору до 2022 года.

В таблице № 62 и на рисунке № 20 приведена структура потребления электрической энергии в Костромской области на 2017 – 2022 годы.

Таблица № 62

Структура потребления электрической энергии в Костромской области на  
2017 - 2022 годы, млн. кВт·ч

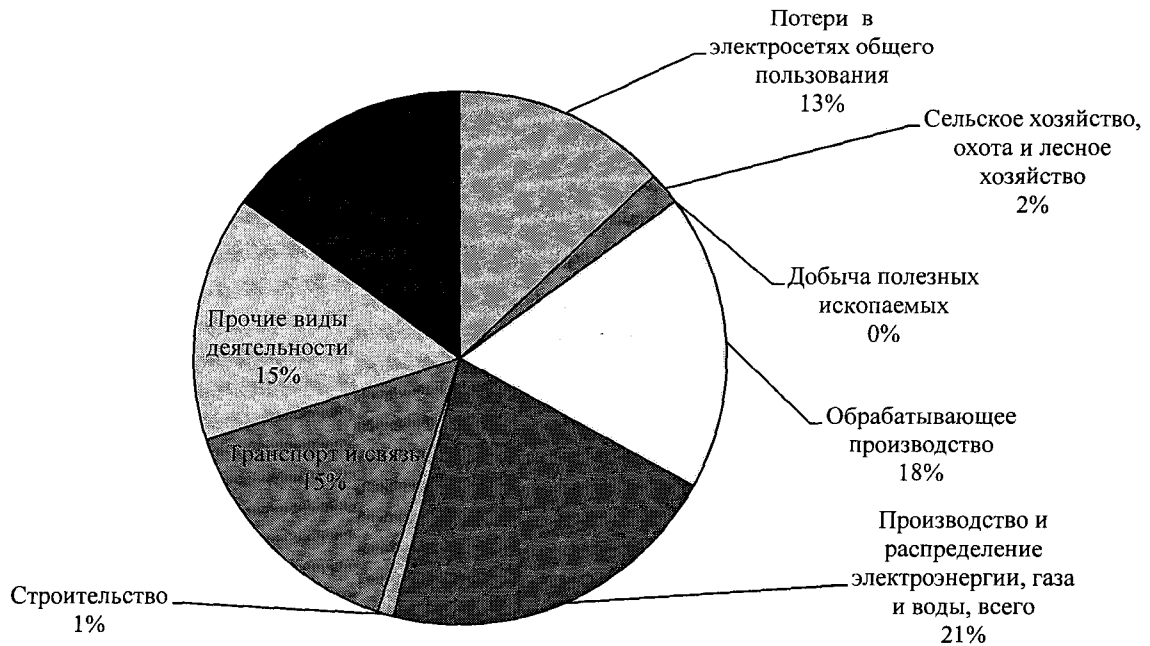
Наименование	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Всего потребления	3 594	3 599	3 606	3 616	3 633	3 659
Потери в электросетях общего пользования	514	514	515	516	518	520
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	68	68	68	68	68	69
Добыча полезных ископаемых	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5
Обрабатывающее производство	641	642	646	646	649	655
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды, всего, в том числе:						
на собственные нужды электростанции	602	602	601	601	603	605
прочее	151	152	152	155	156	157,5
Строительство	30,7	31	31	31	32	33
Транспорт и связь	522	523	524	525	528	531
Прочие виды деятельности	508	508,6	509,6	511,6	514	519
Население	556	557	558	561	563,5	568

В соответствии с приведенными данными полное потребление электроэнергии в централизованной зоне Костромской области к 2022 году возрастет до 3 659 млн. кВт.; в 2017 – 2022 годах – на 1,8%. Конечное потребление электроэнергии достигнет 2 534 млн. кВт·ч, увеличившись по сравнению с 2017 годом на 56 млн. кВт·ч.

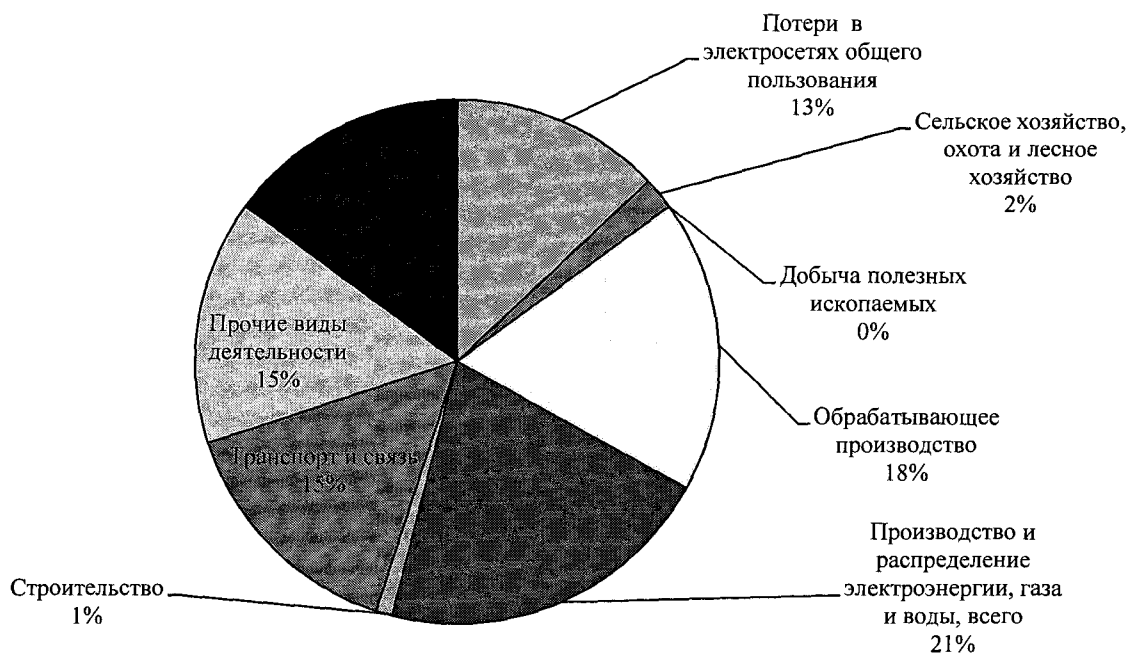
Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций останется на прежнем уровне порядка 600 млн. кВт·ч в связи с отсутствием ввода новых крупных генерирующих мощностей. Потери в электрических сетях к концу рассматриваемого периода изменятся незначительно.

## Изменение структуры электропотребления Костромской области (2018 и 2022 годы)

### 2018 год



### 2022 год



Глава 17. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность на пятилетний период по Костромской области по региональному варианту

70. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность в Костромской области на период до 2022 года по региональному варианту представлен в таблице № 63. Прогноз составлен с учетом социально-экономического развития региона, поступивших заявок на технологическое присоединение, а также перспективных инвестиционных проектов, по которым не имеется заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям, представленных в таблице № 64.

Таблица № 63

Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность  
в Костромской области по региональному варианту

Показатель	Годы					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Электропотребление, млн. кВт·ч	3 606	3 798	3 804	3 860	4 075	4 662
Среднегодовые темпы прироста, %	- 0,83	5,32	0,16	1,47	5,57	14,40
Максимум нагрузки, МВт	637	670	672	680	720	823
Среднегодовые темпы прироста, %	- 1,24	5,18	0,30	1,19	5,88	14,31
Число часов использования максимума нагрузки, ч.	5 661	5 669	5 661	5 677	5 660	5 665

Варианты энергоснабжения перспективных инвестиционных проектов, представленных в таблице № 64, будут определены при рассмотрении официальных заявок на технологическое присоединение, поданных в филиал ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго».

Таблица 64

Перечень перспективных инвестиционных проектов, по которым не имеется заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям

№ п/п	Наименование проекта, вид деятельности	Объем производства	Месторасположение	Инвестор	Срок реализации проекта	Необходимая мощность, МВт
1	2	3	4	5	6	7
1.	Выращивание и переработка мяса индейки	До 16,8 тыс. тонн мяса в год	Парфеньевский район, в районе дер. Антушево	Частный инвестор	уточняется	8
2.	Строительство цементного завода	1 млн. тонн цемента в год	Солигаличский район	ПАО «Московский индустриальный банк»	уточняется	30
3.	Создание Индустриального парка «Волгореченский»*	Проектные мощности завода по производству труб – 200 тыс. тонн продукции в год, электроталлургического завода – 1 млн. тонн продукции в год	Городской округ город Волгореченск	Хозяйственное партнерство «Индустриальный парк «Волгореченский»	2016 - 2025	125
4.	Организация производства деревянных домов из оцилиндрованных бревен, клееного бруса и погонажных изделий	3 500 тонн пеллет, 33 125 куб. м пиломатериалов, дома из оцилиндрованного бревна – 12 комплектов, дома из клееного бруса – 12 комплектов в год	Вохомский муниципальный район, пос. Вохма	ООО «Восточный»	2017	1,2
5.	Строительство полигона захоронения твердых отходов	150 тыс. тонн ТБО в год	Костромской муниципальный район	ООО «ЭкоТехноМенеджмент» и ООО «Техно Р-Полигон»	2018	0,4

1	2	3	4	5	6	7
6.	Строительство фанерного завода	120 тыс. куб. м фанеры в год	Северо-восточный район Костромской области	Частный инвестор	2018	12
7.	Создание лесоперерабатывающего производства	Уточняется	Галичский муниципальный район, пос. Михайловское	Частный инвестор	2018	9
8.	Создание лесоперерабатывающего комплекса	300 тыс. куб. м фанеры в год	Галичский муниципальный район	Частный инвестор	уточняется	14
9.	Строительство фанерного производства	200 тыс. куб. м фанеры в год	Нейский муниципальный район	Частный инвестор	2018	12
10.	Строительство фанерного завода	Уточняется	Мантуровский муниципальный район	Частный инвестор	уточняется	2,0
11.	Организация деревообрабатывающего производства	120 тыс. куб. м пиломатериалов, 80 тыс. куб. м пеллет, 50 тыс. куб. м клееного бруса, 1 150 тыс. куб. м плит OSB в год	Городской округ город Галич	Частный инвестор	уточняется	19
12.	Строительство тепличного хозяйства	Уточняется	Городской округ город Кострома (или Буйский муниципальный район)	Частный инвестор	уточняется	12
13.	Строительство завода OSB	Уточняется	Муниципальный район город Нерехта и Нерехтский район, дер. Якушовка	Частный инвестор	уточняется	14
14.	Организация производства OSB	Уточняется	Мантуровский муниципальный район	Частный инвестор	уточняется	9
15.	Создание фанерного производства	Уточняется	Городской округ город Галич	Частный инвестор	уточняется	9

\* - В пределах рассматриваемого периода ожидается ввод мощностей порядка 50 МВт.

## Глава 18. Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период

71. Оценка перспективного теплопотребления Костромской области осуществлялась на основе рассмотрения объема перспективного прироста нагрузок за счет развития жилищного сектора и реализации крупных инвестиционных проектов в промышленности. Основой для прогноза служили:

1) данные об освоении свободных площадок для жилищного строительства и государственная программа Костромской области «Стимулирование строительства жилья и обеспечение доступным и комфортным жильем граждан в Костромской области», утвержденная постановлением администрации Костромской области от 26 декабря 2013 года № 587-а (далее – ГП по развитию жилищного строительства);

2) данные Росстата по регионам Российской Федерации по удельной теплоемкости производства целлюлозы, бумаги, картона и химико-термомеханической массы (далее – ХТММ).

72. За основу при составлении прогноза по жилищному сектору принята перспективная динамика объемов жилищного фонда, приведенная в ГП по развитию жилищного строительства. Объем жилищного фонда – важнейший показатель, оказывающий влияние на энергопотребление населения. Принятые для прогноза значения объема изменения величины жилищного фонда Костромской области приведены в таблице № 65.

Таблица № 65

Общая площадь жилищного фонда и ввод в действие жилья  
в Костромской области в 2011 – 2022 годах

Показатели	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Площадь жилищного фонда, млн. кв. м	16,5	16,7	16,8	16,9	17,0	17,1
Ввод в действие жилья, тыс. кв. м	151,4	156,4	204,7	228,2	328,3	322,4

Показатели	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Площадь жилищного фонда, млн. кв. м	17,2	17,3	17,4	17,7	17,8	17,9
Ввод в действие жилья, тыс. кв. м	295,0	310,0	320,0	340,0	365,0	380,0

С использованием информации об освоении свободных площадок для жилищного строительства был составлен перечень перспективных проектов развития жилищно-коммунального хозяйства.

Точные сроки реализации рассмотренных проектов установить невозможно, ввод в эксплуатацию новых жилых домов и объектов сферы услуг микрорайонов «Новый город», «Клюшниково» и «Агашкина гора» планируется выполнить в полном объеме к 2020 году. Строительство и ввод ряда проектов будет находиться за пределами 2022 года.



С учетом этого принято, что к концу рассматриваемого периода будет введено около 1 716,2 тыс. кв. м жилья, что составляет 61,1% от общего объема. Детализация объемов ввода жилья по годам реализации проектов представлена в таблице № 66.

В таблице № 66 можно видеть, что итоговая оценка прироста объемов жилья соответствует аналогичным данным, принятым для общего прогноза потребления тепловой энергии по территории Костромской области на основе данных государственных программ по развитию жилищного строительства, приведенным в таблице № 67.

По ряду представленных в таблице № 66 проектов выполнены прогнозные оценки тепловых нагрузок, в составе которых кроме площади жилых зданий были учтены площади новой социальной инфраструктуры и предприятий бытового обслуживания.

Показатели удельного теплотребления строящихся объектов оценены для Костромской области в размере 56 ккал/ч на кв. м для жилых зданий и 72,8 ккал/ч на кв. м для общественных зданий.

Таблица № 66

Детализация объемов ввода жилья по годам реализации проектов в  
Костромской области

№ п/п	Название проекта участка застройки	Объемы жилья, тыс.кв. м	Объем ввода жилья по годам, тыс.кв. м				
			2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	«Агашкина гора-1» (ул. Магистральная)	194,8	12	16	35	60	71,8
2.	пос. Волжский	113,5	21	25	31	0	0
3.	дер. Каримово	52,6	0	7	9	14	22,6
4.	мкр-н «Солоница»	24,8	6	6	7,8	0	0
5.	мкр-н «Новый город»	120	32	32	0	0	0
6.	хутор Чернигино	85	25	27	0	0	0
7.	«Агашкина гора-2» (ул. Магистральная- Волгореченское шоссе)	305,3	0	12	95,3	98	100
8.	мкр-н «Паново-2»	110	16	18	19	22	23
9.	Караваево (между ТЦ «Коллаж» и пос. Караваево)	855,6	0	5,5	9	13	24
10.	дер. Подолец	41,5	13	16,5	0	0	0
11.	дер. Становщиково	160	4	11	14	19	22
12.	дер. Коряково («Агротехнопарк»)	223	5,5	8	15	20	24
13.	дер. Ключниково	322,3	40	50	50	50	50
14.	мкр-н № 11 в г. Волгореченске	29,5	4,7	4,7	6,2	0	0
15.	пос. Апраксино	4,6	0	0	0	0	0
16.	с. Шунга	3,7	0	0	0	0	0
17.	мкр-н «Жужелино», г. Кострома	12	4	0	0	0	0
18.	пос. Шувалово	15,2	5,2	5	5	0	0
19.	дер. Стрельниково	9,2	3	3	3,2	0	0
20.	дер. Петрилово	8	0	0	2	3	3

1	2	3	4	5	6	7	8
21.	дер. Пустошки	1,8	0	0	0	0	0
22.	Жилая застройка, ограниченная ул. Индустриальной – Кинешемским шоссе и пос. Караваево	90,9	0	5,5	8	12	16
23.	Квартал застройки в г. Мантурово по ул. Нагорной	17	4,2	4,2	5,6	0	0
24.	мкр-н «Южный» по ул. Восточной в г. Нерехте	2,3	0	0	0	0	0
25.	Квартал застройки мкр-н «Южный» по ул. Южной в г. Нерехте	4,5	1,5	1,5	1,5	0	0
26.	Квартал застройки в р-не дер. Осипово в г. Шарье	3,3	1,3	1,3	0	0	0
	Итого	2 810,4	198,4	259,2	316,6	311	356,4

В таблице № 67 представлен альтернативный расчет тепловых нагрузок для рассматриваемых проектов, выполненный с использованием приведенных выше оценок удельного теплопотребления.



1	2	3	4	5	6	7	8	9	
17.	мкр-н «Жужелино», г. Кострома	12	0,716	0,716	0,716	0,716	0,716	0,716	-
18.	пос. Шувалово	15,2	0,310	0,608	0,907	0,907	0,907	0,907	-
19.	дер. Стрельниково	9,2	0,179	0,358	0,549	0,549	0,549	0,549	-
20.	дер. Петрилово	8	0,000	0,000	0,119	0,298	0,477	0,477	-
21.	дер. Пустошки	1,8	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	-
22.	Жилая застройка, ограниченная ул. Индустриальной - Кинешемским шоссе и пос. Караваево	90,9	0,000	0,328	0,805	1,521	2,475	5,421	-
23.	Квартал застройки в г. Мантурово по ул. Нагорная	17	0,429	0,680	1,014	1,014	1,014	1,014	-
24.	мкр-н «Южный» по ул. Восточной в г. Нерехте	2,3	0,137	0,137	0,137	0,137	0,137	0,137	-
25.	Квартал застройки мкр-н «Южный» по ул. Южной в г. Нерехте	4,5	0,089	0,179	0,268	0,268	0,268	0,268	-
26.	Квартал застройки в район дер. Осипово в г. Шарье	3,3	0,119	0,197	0,197	0,197	0,197	0,197	-
Итого		2 810,4	28,222	43,680	62,562	81,110	102,366	167,612	735,804

Согласно проведенному прогнозу тепловая нагрузка жилищно-коммунального комплекса Костромской области по завершению всех рассматриваемых проектов вырастет на 167,61 Гкал/ч, в то время как по оценкам исполнительных органов государственной власти Костромской области этот рост составит около 735,8 Гкал/ч.

73. Оценка перспективной динамики потребления тепловой энергии в Костромской области на 2016 – 2020 годы соответствует умеренным темпам развития жилищно-коммунального комплекса (таблица № 68). Расчет выполнен для условий температурного режима, характеризующегося величиной градусо-суток отопительного периода, равной 5 306.

При этом максимальная величина потребления тепловой энергии, которая может быть произведена на источниках когенерации тепловой и электрической энергии, может быть оценена на основе величины установленной тепловой мощности существующих электростанций, скорректированной на величину тепловой мощности пиковых водогрейных котлов и планируемых объемов демонтажа оборудования, а также на основе отчетных значений тепловых потерь и среднего числа часов использования тепловой мощности ТЭС.

С учетом этого доля суммарного потребления тепловой энергии, которая может быть обеспечена за счет когенерации тепловой и электрической энергии по территории Костромской области, составляет около 17%.

Таблица № 68

Динамика потребления тепловой энергии в Костромской области  
на 2016 – 2020 годы, тыс. Гкал

Показатели	2016	2017	2018	2019	2020
Конечное потребление тепловой энергии	5 516,69	5 560,94	5 608,86	5 660,39	5 715,76
в том числе:					
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	223,08	223,08	223,08	223,08	223,08
обрабатывающая промышленность	1 467,13	1 467,13	1 467,13	1 467,13	1 467,13
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	312,59	312,59	312,59	312,59	312,59
строительство	18,93	22,21	24,65	26,77	28,87
транспорт и связь	125,87	125,87	125,87	125,87	125,87
прочие виды деятельности, в том числе: сфера услуг	1 132,31	1 134,81	1 137,59	1 140,60	1 143,86
население	2 236,78	2 275,25	2 317,96	2 364,34	2 414,36

## Глава 19. Возможные масштабы применения местных и возобновляемых источников энергии в Костромской области

74. Согласно Федеральному закону от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» к возобновляемым источникам энергии (далее – ВИЭ) относят энергию солнца, ветра, воды (в том числе энергию сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электроэнергетических станциях, энергию приливов волн водных объектов, в том числе водоемов, рек, морей, океанов, геотермальную энергию с использованием природных подземных теплоносителей, низкопотенциальную тепловую энергию земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей, биомассу, включающую в себя специально выращенные для получения энергии растения, в том числе деревья, а также отходы производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива, биогаз, газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов, газ, образующийся на угольных разработках.

75. Основным местным видом топлива, добываемым и потребляемым на территории Костромской области, является торф.

При этом применение на территории Костромской области таких ВИЭ, как энергия солнца и энергия ветра, маловероятно в силу географического положения и гидрометеорологических характеристик региона.

По данным наблюдений Костромского центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды, на территории области средняя годовая скорость ветра на высоте 10 метров составляет около 3,5 м/с, тогда как для развития ветроэнергетики большой мощности значение должно быть не менее 10 м/с.

Энергетический потенциал солнечной энергии для региона составляет примерно 3 кВт·ч/кв. м/день (рисунок № 21).

То есть с 10 кв. м площади за год в максимальном варианте (при КПД фотоэлементов 13%) можно получить всего чуть более 1,3 тыс. кВт·ч, что примерно соответствует годовому потреблению электроэнергии одной семьи. При этом по самым оптимистичным оценкам срок окупаемости такой установки составит не менее 11 лет (при стоимости установки примерно 750 евро за 1 кВт). Учитывая вышесказанное и то, что в российском законодательстве отсутствуют стимулирующие внедрение ВИЭ меры, развитие солнечной энергетики на территории Костромской области в ближайшей перспективе является маловероятным. Срок окупаемости проектов по использованию солнечных тепловых электростанций достаточно большой мощности (1 МВт) также оценивается в размере 10 – 14 лет.

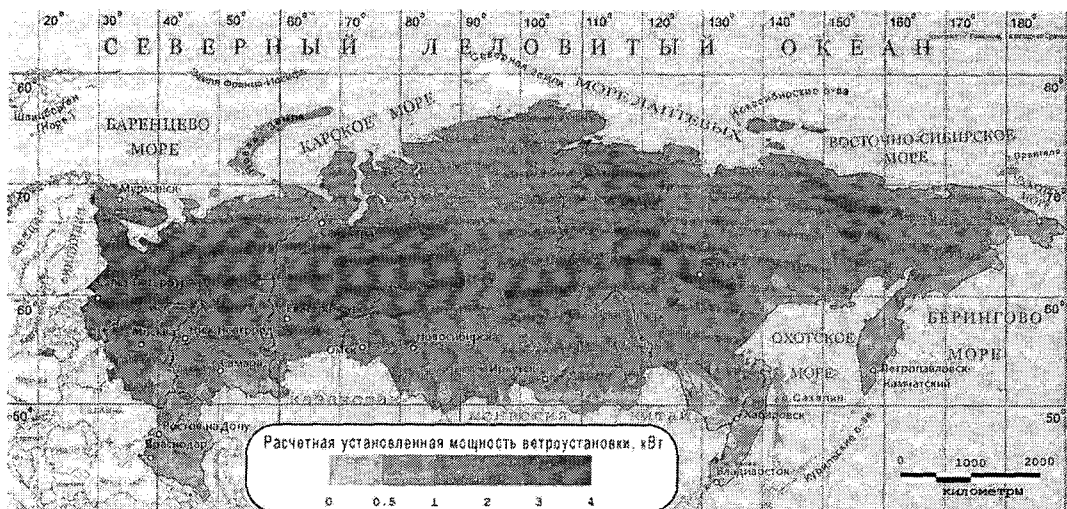
### Уровень инсоляции в регионах Российской Федерации



Исследования, проведенные Институтом высоких температур Российской академии наук совместно с Московским государственным университетом им. М.В. Ломоносова, свидетельствуют о проблемах достижения приемлемых экономических показателей для снабжения изолированных потребителей электроэнергией от солнечных фотоэлектрических энергоустановок и ветрогенераторов. Для получения от них 0,1 кВт электрической мощности (с коэффициентом гарантированной выдачи 99,8) на территории Костромской области потребуется установка от 5 кв. м солнечных панелей или от 1 до 3 кВт ветрогенераторов. Помимо капиталовложений в генерирующие мощности для обеспечения указанного коэффициента гарантированной выдачи потребуются дополнительные весьма высокие затраты на аккумуляторные батареи, доходящие до 500 долларов США/кВт (рисунки № 22 и 23).

Рисунок № 22

Расчетная установленная мощность ветроустановки  
( $H = 50$  м, скорость ветра 10 км/ч) для выдачи гарантированной  
( $K_{\text{гот}} = 99,8\%$ ) электрической мощности 0,1 кВт потребителю



На основе представленной информации об эффективности использования энергии ветра и энергии солнца можно заключить, что развитие ВИЭ на территории Костромской области в рассматриваемой перспективе возможно только в направлении освоения биоэнергетического потенциала, характеризуемого, прежде всего, возможностью использования отходов лесной, деревообрабатывающей, целлюлозно-бумажной промышленности и запасами торфа.

Одной из основных задач в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности Костромской области является увеличение доли производства тепловой энергии с использованием местных и возобновляемых источников энергии. Согласно государственной программе Костромской области «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Костромской области», утвержденной



постановлением администрации Костромской области от 28 апреля 2014 года № 175-а «Об утверждении государственной программы Костромской области «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Костромской области» (далее – Программа по энергосбережению), рост объемов производства энергетических ресурсов с использованием ВИЭ и вторичных энергетических ресурсов должен к 2022 году составить около 29% от уровня 2015 года (таблица № 69).

Рисунок № 23

Расчетная установленная площадь фотоэлектрических элементов для выдачи гарантированной (99,8%) электрической мощности 0,1 кВт потребителю (при оптимальном наклоне поверхности к Солнцу – для Костромской области – (-150) к широте местности)

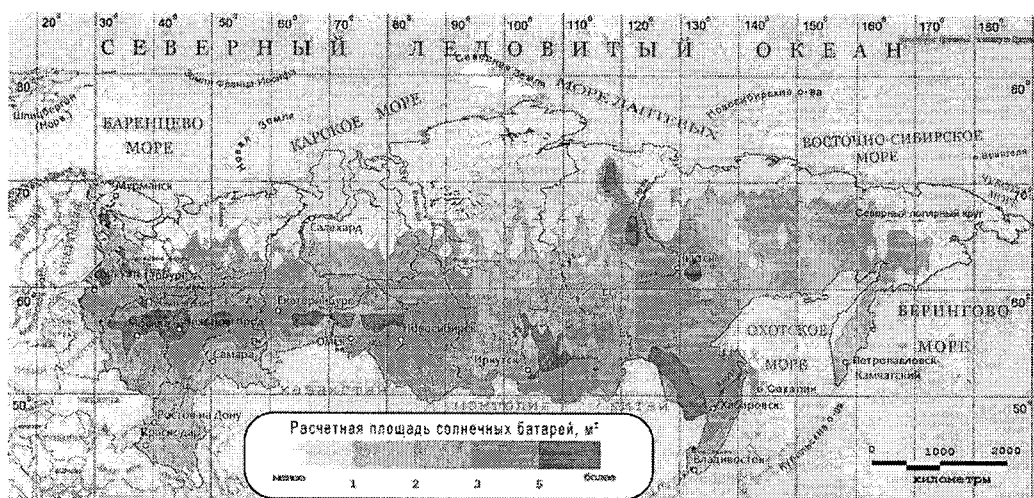


Таблица № 69

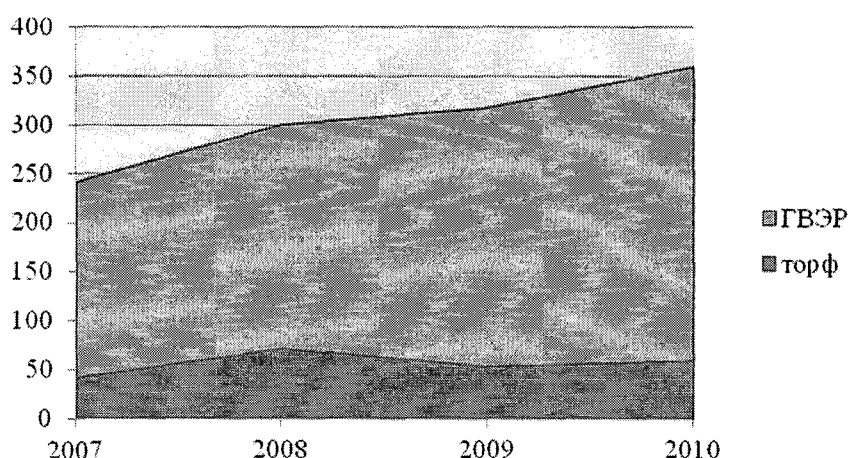
## Показатели производства энергетических ресурсов

№ п/п	Общие сведения	Ед. изм.	Разбивка по годам							
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1.	Объем производства энергетических ресурсов с использованием возобновляемых источников энергии и/или вторичных энергетических ресурсов	тыс. т.у.т.	140,2	147,2	154,6	162,3	170,4	178,9	187,9	197,3
2.	Прирост накопительным итогом	%	0	4,7	9,3	13,6	17,7	21,6	25,4	28,9

На рисунке № 24 представлена динамика полного потребления торфа, ГВЭР и отходов на территории Костромской области в 2007 – 2010 годах.

Рисунок № 24

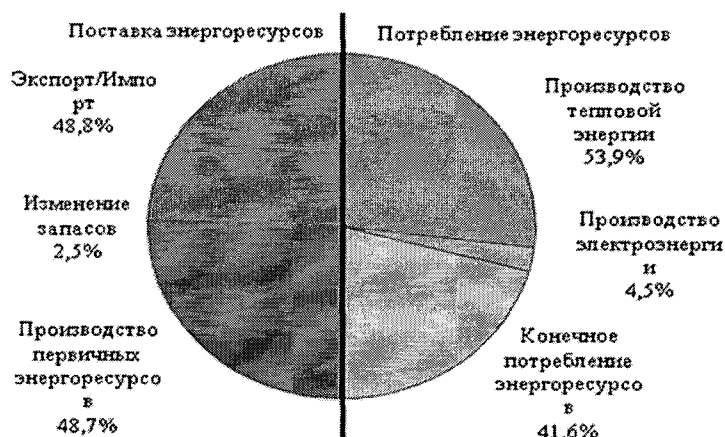
### Динамика полного потребления торфа, ГВЭР и отходов на территории Костромской области в 2007 – 2010 годах



В период 2007 – 2010 годов потребление данных энергоресурсов выросло с 241,3 тыс. т.у.т. до 360,3 тыс. т.у.т., продемонстрировав рост в размере 33% за 4 года. При этом конечное потребление торфа и ГВЭР составило 41,6% от общего потребления данных энергоресурсов на территории Костромской области (рисунок № 25).

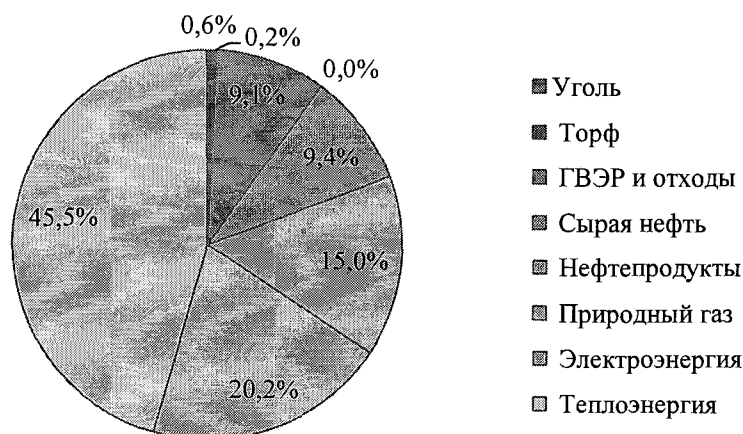
Рисунок № 25

### Структура баланса поставки и потребления торфа, ГВЭР и отходов на территории Костромской области



В целом на местные и возобновляемые источники энергии приходится 9,4% конечного потребления энергоресурсов в Костромской области (рисунок № 26). Данный показатель является достаточно высоким по сравнению с другими регионами Российской Федерации, где отсутствует добыча местных топливно-энергетических ресурсов.

## Структура конечного потребления энергоресурсов по их видам



76. Отходы деревообработки используются в производстве древесных топливных гранул и брикетов. Они относятся к CO<sub>2</sub>-нейтральным с низким содержанием серы. Часть этих отходов используется непосредственно самими деревообрабатывающими предприятиями в качестве топлива для сушки пиломатериалов и отопления производственных цехов. Перевод котельных с газа, мазута и угля на древесные отходы требует меньше финансовых и временных затрат по сравнению с переходом на торфяное топливо. Современные котельные, работающие на древесных отходах, обеспечивают стопроцентное сгорание топлива, за счет чего достигается высокий КПД котельной.

77. Проведенный анализ развития ВИЭ на территории Костромской области корреспондируется с перечнем мероприятий по переводу ряда источников теплоснабжения на местные виды топлива, представленных в Программе по энергосбережению, осуществление которых предлагается финансировать с привлечением внебюджетных источников на реализацию региональных программ в области энергосбережения (таблица № 70).

Таблица № 70

## Планируемые мероприятия по модернизации котельного оборудования с переводом его на местные виды топлива

№ п/п	Наименование котельной	Адрес	Ориентировочная стоимость СМР (тыс. рублей)	Год реализации	Исполнитель
1	2	3	4	5	6
Городской округ город Мантурово Костромской области					
1.	Котельная № 33, на мазуте (перевод на местные виды топлива — торф, отходы деревообработки)	ул. Гидролизная, д. 1	213 070,00	2017 – 2018	Органы местного самоуправления муниципальных образований Костромской области
	Итого		213 070,00		
Парфеньевский муниципальный район Костромской области					
2.	Реконструкция котельной школы пос. Николо-Полома (перевод на местные виды топлива)	пос. Николо-Полома	2 500,00	2017	Органы местного самоуправления муниципальных образований Костромской области
	Итого		2 500,00		
Городской округ город Шарья Костромской области					
3.	Модернизация Шарьинской ТЭЦ (перевод на местные виды топлива — торф)	г. Шарья, пос. Ветлужский, ул. Центральная, д. 1	420 000,00	2017 – 2018	Органы местного самоуправления муниципальных образований Костромской области
	Итого		420 000,00		
Нейский муниципальный район Костромской области					
4.	Реконструкция котельной пос. Номжа (перевод на местные виды топлива –	пос. Номжа	8 000,00	2017	Органы местного самоуправления

1	2	3	4	5	6
	отходы деревообработки)				муниципальных образований Костромской области
	Итого				
	Всего по Костромской области		643 570,00		

Анализ представленных в таблице № 70 мероприятий с учетом информации о текущих значениях выработки тепловой энергии и основных технико-экономических показателях функционирования источников теплоснабжения, на которых эти мероприятия планируется реализовать, позволил провести расчет объемов возможных изменений в структуре потребления первичных энергоресурсов при производстве тепловой энергии (таблица № 71).

Таблица № 71

Изменение общего расхода топлива на производство тепловой энергии в результате проведения запланированных мероприятий по переводу котельного оборудования на местные виды топлива, т.у.т.

Показатели	Общий расход топлива до модернизации оборудования с переводом на ГВЭР			Общий расход топлива после модернизации оборудования с переводом на ГВЭР			Изменение общего расхода топлива на производство тепловой энергии			Годовая экономия общего расхода топлива на производство тепловой энергии
	ГВЭР	мазут	уголь	ГВЭР	мазут	уголь	ГВЭР	мазут	уголь	
Вид топлива										1 661
Количественное значение	3 092	8 961	3 173	13 565	0	0	+10 473	-8 961	-3 173	

В результате реализации проведения запланированных мероприятий по переводу существующих котельных на местные виды топлива помимо изменений в структуре топливного баланса прогнозируется получение годовой экономии топлива в размере около 1,6 тыс. т.у.т., что обуславливается прогнозируемым ростом КПД котлов после модернизации.

## Глава 20. Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности на 2018 – 2022 годы

78. Балансы мощности по Костромской энергосистеме рассчитаны на час прохождения собственного максимума и разработаны с учетом:

- 1) Схемы и программы развития ЕЭС России;
- 2) Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2020 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2008 года № 215-р «О Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 года».

При построении перспективных балансов мощности и электроэнергии учтено, что в соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС России вывод из эксплуатации генерирующего оборудования

не планируется, установленная мощность электростанций в период до 2022 года составит 3 824 МВт.

При определении объема выработки станциями энергосистемы электроэнергетики следует учитывать, что приведенные в настоящем разделе балансы электроэнергии и мощности отвечают задаче оценки возможности покрытия собственных максимумов нагрузки энергосистемы Костромской области за счет размещенных на территории области генерирующих источников, аналогично тому, как это представлено в Схеме и программе развития ЕЭС России.

Для определения планируемого участия генерирующей мощности энергосистемы в покрытии ее собственных максимумов, максимумов ОЭС Центра и ЕЭС России в целом, а значит, и для планирования перспективных объемов выработки необходимо учитывать возможные снижения использования установленной мощности электростанций, которые могут быть обусловлены следующими факторами:

ограничениями на использование мощности действующих электростанций всех типов, представляющих собой разность между установленной и располагаемой мощностью, которую может развивать оборудование этих электростанций в период зимнего максимума нагрузки; неучастием в покрытии максимума нагрузки мощности оборудования, выведенного в длительную консервацию.

Ограничения установленной мощности на ТЭС связаны с техническим состоянием оборудования, его конструктивными дефектами, несоответствием производительности отдельного оборудования (сооружений) установленной мощности, износом оборудования, снижением или отсутствием тепловых нагрузок теплофикационных агрегатов (в основном, на турбинах с противодавлением), сложностями в топливообеспечении, экологическими ограничениями по условиям охраны воздушного и водного бассейнов и др.

79. При составлении балансов электроэнергии принят объем генерации электроэнергии согласно Схеме и программе развития ЕЭС России.

80. Перспективные балансы электрической энергии и мощности Костромской энергосистемы на 2017 – 2022 годы приведены в таблицах № 72 и 73.

Таблица № 72

Баланс мощности Костромской энергосистемы  
на 2017 – 2022 годы, МВт

Показатели	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Покрываемая (установленная) мощность станций	3 824	3 824	3 824	3 824	3 824	3 824
Собственный максимум нагрузки	635	635	637	637	642	646
Сальдо	- 3 189	- 3 189	- 3 187	- 3 187	- 3 182	- 3 178

Баланс электрической энергии Костромской энергосистемы  
на 2017 – 2022 годы, млн. кВт·ч

Показатели	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Генерация	13 794	13 330	12 846	11 690	11 230	12 658
Потребление	3 594	3 599	3 606	3 616	3 633	3 659
Сальдо	- 10 200	- 9 731	- 9 240	- 8 074	- 7 597	- 8 999

Костромская энергосистема является избыточной как по мощности, так и по электроэнергии. Большая часть избытка мощности (до 60%) передается по сети 500 кВ в соседние энергосистемы (Вологодскую, Нижегородскую, Владимирскую). Около 33% избытка мощности передается по сети 220 кВ в Ивановскую и Ярославскую энергосистемы. Остальная мощность уходит по сети 110 кВ в Ярославскую, Ивановскую и Вологодскую энергосистемы.

Глава 21. Развитие электрических сетей и объектов электроэнергетики  
110 кВ и выше Костромской области на 2018 – 2022 годы

81. Формирование перспективной схемы электрических сетей 110 кВ и выше Костромской области и выбор основных параметров ее элементов для обеспечения надежного электроснабжения потребителей нацелено на:

- 1) повышение пропускной способности сети;
- 2) ликвидацию районов с высокими рисками выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений;
- 3) повышение надежности электроснабжения отдельных районов и потребителей;
- 4) создание условий для присоединения новых потребителей к сетям энергосистемы.

Для устранения районов с высокими рисками выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений предлагаются мероприятия, представленные в таблице № 74.

В программе рассматривается базовый вариант развития электроэнергетики Костромской области – развитие электрических сетей и вводы электрооборудования спрогнозированы в соответствии со следующими документами:

схема и программа развития ЕЭС России;  
перечень инвестиционных проектов на период реализации ИП ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго»;

перечень вводов электросетевых объектов, не вошедших в ИП филиала ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго» на 2017 – 2021 годы;

«Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Костромской области на 2017-2021 гг.».



Схема развития электроэнергетики Костромской области на 2018 – 2022 годы и схема электрических соединений и объектов электроэнергетики до 2022 года представлены в приложениях № 3 и 4 к настоящей Программе.

Таблица № 74

Мероприятия по устранению районов с высокими рисками выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений

№ п/п	Наименование районов с высокими рисками выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений	Мероприятия
1	2	3
1.	Подстанции, ремонт оборудования которых производится с полным погашением потребителей: ПС 110 кВ Октябрьская и ПС 110 кВ Шекшема	На ПС 110 кВ Шекшема и Октябрьская рекомендуется установка вторых трансформаторов при условии увеличения нагрузок и подаче заявок на технологическое присоединение
2.	ПС с трансформаторами без РПН: Нерехта-2, Новая, Чухлома, Антропово (р), Павино, Шортюг, Якшанга	На указанных ПС рекомендуется проведение реконструкции с установкой трансформаторов с РПН при наличии заявок на присоединение мощности к данным подстанциям
3.	ПС на ОД и КЗ: Новинское, Шекшема, Яковлево, Якшанга, Гудково, Шортюг, Никола, Вохма, Шарья (т), Александрово, Судиславль, Калинки, СуГРЭС, Клементьево, Григорцево, Нерехта-2, Космынино (т), Василёво, Южная, Дьяконово, Николо-Полома, БХЗ, Луковцино, Федоровское, Елегино, Западная, Столбово, Октябрьская, Антропово (т), Лопарево	Рекомендуется установка выключателей 110 кВ вместо ОД и КЗ
4.	В связи с неудовлетворительным техническим состоянием, для качественного энергоснабжения существующих потребителей необходима замена силового оборудования на ряде ПС. К таким узлам можно отнести ПС 110 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ Яковлево, ПС 35 кВ Сандогора	На указанных ПС рекомендуется замена оборудования со сроком эксплуатации, превышающим нормативный
5.	ПС 110 кВ Вохма	В случае значительного роста электрических нагрузок по указанным ПС рекомендуется проведение реконструкции с увеличением

1	2	3
		установленной мощности силовых трансформаторов
6.	ПС 35 кВ Волжская	В случае значительного роста электрических нагрузок в районе пос. Волжский рекомендуется строительство новой ПС 35/6 кВ
7.	При ремонте ВЛ 110 кВ Вохма – Павино и отключении ВЛ 110 кВ Поназырево – Никола потребители ПС 110 кВ: Вохма, Никола, Шортюг, Гудково остаются без питания	Проведена оценка объема работ, капиталовложений и необходимости реконструкции транзитов 110 кВ Мантурово – Павино, Борок – Галич (р), Поназырево (т) – Павино. В настоящее время отсутствуют заявки на подключение новых потребителей рассмотренных районов.
8.	При ремонте ВЛ 110 кВ Борок - Елегино и отключении ВЛ 110 кВ Галич (р) - Чухлома потребители ПС 110 кВ: Елегино, Солигалич, Федоровское, Чухлома, Луковцино остаются без питания	Финансирование реконструкции сети 110 кВ нецелесообразно из-за некупаемости данных решений
9.	Электроснабжение ПС 110 кВ КПД и СУ ГРЭС осуществляется от Ивановской энергосистемы по ВЛ 110 кВ Приволжская I и II цепь	Рекомендуется строительство дополнительных объектов энергоснабжения за счет средств технологического присоединения крупных потребителей
10.	Существуют отдельные узлы энергосистемы, присоединение потребителей к которым ограничено мощностью трансформаторов в послеаварийных режимах. К таким узлам можно отнести ПС 110 кВ Северная, Шарья (р), ПС 35 кВ Центральная	Необходимо увеличение трансформаторной мощности на данных подстанциях (таблица № 75)

82. В таблице № 75 приведены объемы ввода трансформаторной мощности на ПС напряжением 110 кВ и выше Костромской энергосистемы в 2018 – 2022 годах по материалам филиала ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго». Увеличение трансформаторной мощности обосновано, как правило, ростом существующих нагрузок и потребностью подключения перспективных потребителей.

Значительное количество схем распределительных устройств ПС 110 кВ Костромской энергосистемы выполнено на отделителях и короткозамыкателях (далее – ОД и КЗ). Рекомендуется произвести замену ОД и КЗ на элегазовые выключатели.

Строительство ЛЭП напряжением 110 кВ и выше в 2018 – 2022 годах не планируется.

Объемы ввода трансформаторной мощности на подстанциях напряжением 110 кВ и выше Костромской энергосистемы в 2018 – 2022 годах

№ п/п	Наименование ПС, класс напряжения	Количество и мощность трансформаторов, МВА		Перечень работ	Примечание	Дата ввода объекта
		сущест.	планир.			
1	2	3	4	5	6	7
1.	Яковлево 110/35/10 кВ	1x10	1x2,5	Замена существующего силового трансформатора 10 МВА на 2,5 МВА	Планируется вследствие неудовлетворительного технического состояния, вызванного сверхнормативным сроком службы. Установка силового трансформатора меньшей номинальной мощности обусловлена следующими причинами: - существующие нагрузки значительно меньше номинальной мощности трансформатора - 0,26 МВА; - перспективная нагрузка по актам ТП и по договорам ТП, находящимся на исполнении, с учетом коэффициента одновременности составляет 0,045 МВт	2018
2.	Северная 110/10 кВ	1x20; 1x25	2x25	Замена существующего силового трансформатора 20 МВА на 25 МВА	Вследствие роста нагрузок и ограничения возможности подключения новых потребителей. Максимальная загрузка ПС по данным замеров 20,66 МВА. Резерв мощности на основании замеров режимного дня - 3,25 МВА. Перспективная нагрузка по актам ТП и по договорам ТП, находящимся на исполнении, с учетом коэффициента одновременности составляет 9,265 МВт. Дефицит мощности для технологического присоединения составляет 8,8 МВА	2019

1	2	3	4	5	6	7
3.	Нерехта-1 110 кВ	2x16; 2x25	2x16; 2x25	Реконструкция с заменой силового оборудования и трансформаторов без увеличения мощности	Вследствие неудовлетворительного технического состояния, вызванного сверхнормативным сроком службы	2020
4.	Октябрьская 110 кВ	1x2,5	1x2,5	Замена силового трансформатора без увеличения мощности	Вследствие неудовлетворительного технического состояния, вызванного сверхнормативным сроком службы	2021
5.	Шарья (р) 110/35/6 кВ	1x20; 1x25	2x25	Замена существующего силового трансформатора 20 МВА на 25 МВА	Вследствие роста нагрузок и ограничения возможности подключения новых потребителей. Максимальная загрузка ПС по данным замеров 19,11 МВА. Резерв мощности на основании замеров режимного дня - 4,74 МВА. Перспективная нагрузка по актам ТП и по договорам ТП, находящимся на исполнении, с учетом коэффициента одновременности составляет 6,872 МВт. Дефицит мощности для технологического присоединения составляет 5,83 МВА	2022

Сводные данные по реконструкции и техническому перевооружению сетей напряжением 35 кВ представлены в таблице № 76.

Таблица № 76

Сводные данные по реконструкции и техническому перевооружению сетей напряжением 35 кВ на 2018 – 2022 годы

Объемы работ	Год ввода	Ориентировочная стоимость объекта в текущих ценах без учета НДС, тыс. руб.
1	2	3
Реконструкция ВЛ 35 кВ Макарьев-1 - Якимово с заменой опор	2018	21 710
Реконструкция ВЛ 35 кВ Кадый - Якимово с заменой опор	2019	77 840
Реконструкция ВЛ 35 кВ Сущево - Мисково с заменой опор	2020	56 211

1	2	3
Реконструкция ВЛ 35 кВ Антропово - Парфеньев-1 с заменой опор	2020	136 980
Реконструкция ВЛ 35 кВ Антропово - Палкино с заменой опор	2020	50 430
Реконструкция ВЛ 35 кВ Палкино - Словинка с заменой опор	2021	78 950
Реконструкция ВЛ 35 кВ Караваево-1,2 с заменой проводов на большее сечение	2021	10 436
Реконструкция ПС 35 кВ Центральная с заменой существующих трансформаторов на 2x16 МВА	2021	69 300
Реконструкция ПС 35 кВ Сандогора с заменой силового трансформатора трансформатор без увеличения мощности	2021	8 400
Реконструкция ПС 35 кВ Мисково с установкой трансформаторов, оборудованных устройствами РПН	2021	15 660

83. В связи с неизбежным ростом нагрузок во вновь строящихся микрорайонах и жилищных комплексах, таких как «Ключниково», «Агашкина гора» и «Новый город», рассмотрен вопрос об их электроснабжении.

В таблице № 77 представлены основные данные строящихся крупных жилищных комплексов.

Таблица № 77

## Основные данные строящихся крупных жилищных комплексов

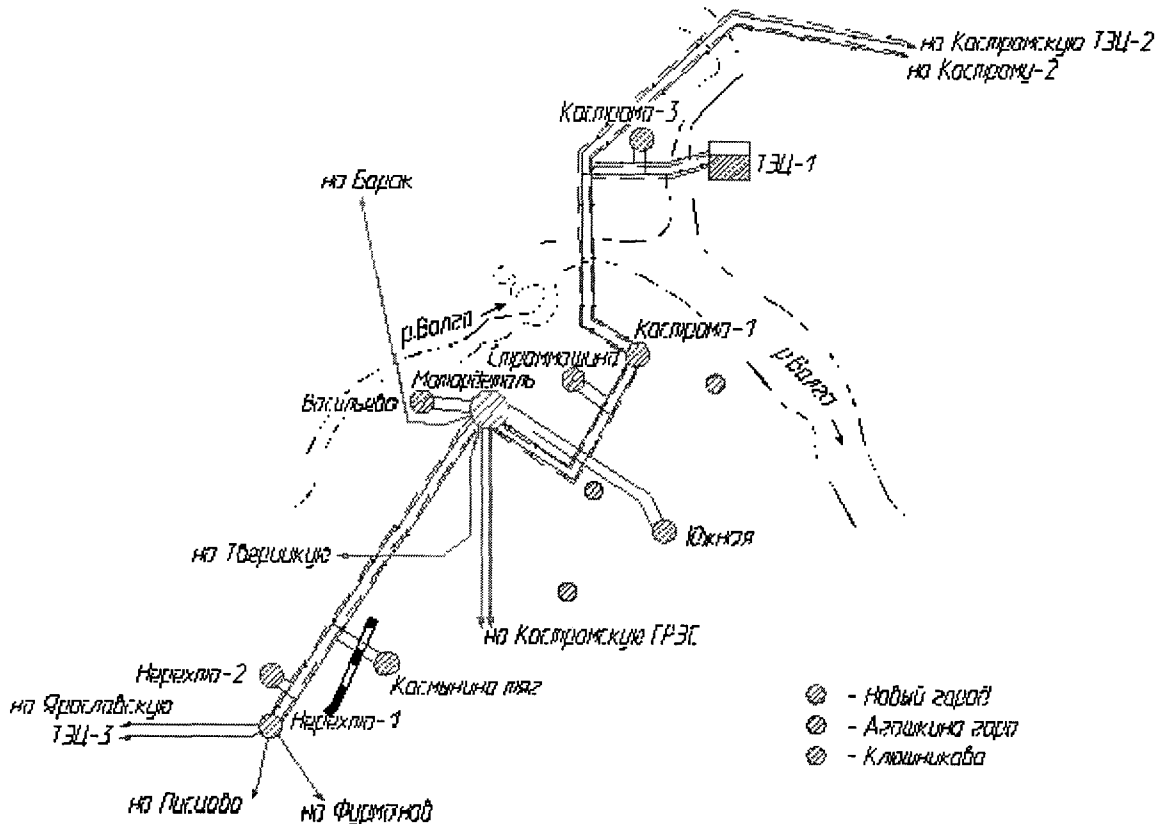
Показатели	«Ключниково»	«Новый город»	«Агашкина гора»
Количество домов/квартир, ед.	2 148	2 180	3 220
Общая площадь жилья, кв. м	322 250	120 000	195 000
Количество жителей, чел.	6 470	3 500 – 4 000	5 000
Детсады, шт.	3 на 140 мест	2 на 280 мест	2 на 300 мест
Школа, учеников, чел.	1 176	720	750
Общественно-деловой центр	планируется	не планируется	не планируется
Торговый центр	планируется	не планируется	не планируется
Предприятия общепита, бытовое обслуживание	не планируется	планируется	планируется
Электропотребление, млн. кВт·ч:			
жилье	5 - 6	4	5
сфера услуг	4 - 5	3,5	4,5
Максимальная нагрузка, МВт	0,5 - 0,6	0,4	0,5
	2,3	1,3	1,6

По данным таблицы № 77, суммарная максимальная нагрузка жилищных комплексов, которой они достигнут в 2022 году, составит 5,2 МВт. Для нагрузки такого уровня является экономически

нецелесообразным строительство ПС 110/10 кВ, тем более что запас мощности, которым обладают ближайшие ПС 110/10 кВ и 110/35/10 кВ (Кострома-1 и Южная на рисунке № 27) позволяет подключить к шинам НН данных ПС новые нагрузки. Центром питания для вновь возводимых микрорайонов «Новый город», «Агашкина гора» и «Ключниково» является ПС 110/35/10 кВ Южная.

Рисунок № 27

Взаимное расположение нагрузок и наиболее приближенных к ним центров питания



84. По результатам определения районов с высокими рисками выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений, не соответствующих требованиям нормативных документов и не обеспечивающих надежность сети 110 кВ, необходимо оценить объемы работ, капиталовложения и необходимость реконструкции транзитов 110 кВ Мантурово - Павино, Борок - Галич (р), Поназырево (т) - Павино.

В соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем установлено:

1) присоединять не более трех промежуточных подстанций к одноцепной ВЛ 110 кВ с двухсторонним питанием, а к двухцепной – не более пяти;

2) выполнять длину одноцепной ВЛ 110 кВ, обеспечивающей двухстороннее питание подстанций, не больше 120 км;

3) применять двухцепные тупиковые ВЛ в схемах электроснабжения крупных городов, промузлов, промышленных предприятий с присоединением к такой ВЛ до двух ПС 110 кВ. При этом потребители первой категории этих ПС должны резервироваться по сети вторичного напряжения. К двум одноцепным тупиковым ВЛ могут быть присоединены до трех подстанций.

Отклонения от указанных рекомендаций снижают надежность электроснабжения потребителей.

Схемы реконструкции транзитов Мантурово - Павино, Борок - Галич (р), Поназырево (т) - Павино представлены на рисунках № 28 и 29.

Характеристики отклонения транзитов Мантурово - Павино, Борок - Галич (р), Поназырево (т) - Павино от нормативных документов представлены в таблице № 78.

Таблица № 78

Характеристики отклонения транзитов Мантурово - Павино, Борок - Галич (р), Поназырево (т) - Павино от нормативных документов

№ п/п	Наименование объектов	Протяженность транзита между ПС, км	Наименование ПС, присоединенных к транзиту	Количество присоединений к транзиту, шт.
1.	Мантурово - Павино	167,71	Гусево, Яковлево, Ильинское, Новинское, Пыщуг	5
2.	Борок - Галич (р)	201,02	Елегино, Солигалич, Федоровское, Чухлома, Луковцино	5
3.	Поназырево (т) - Павино	128,2	Вохма, Никола, Шортюг, Гудково	4

Техническое состояние транзита между ПС Мантурово и Павино, Борок и Галич (р), Поназырево (т) и Павино в целом на данный период удовлетворительное, но некоторые участки линий нуждаются в дальнейшей реконструкции. Так, максимальный срок службы участков ВЛ Мантурово - Гусево (1982 г.), Гусево - Ильинское (1982 г.) достигает 30 лет; для ВЛ Солигалич - Чухлома (1964 год), Чухлома - Галич (р) (1964 г.) срок службы – 48 лет; для ВЛ Поназырево (т) - Никола (1968 г.), Никола - Вохма (1968 г.) срок службы – 44 года.

Также электрические сети должны обеспечивать минимальные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание.

Капитальные вложения для реконструкции транзитов Мантурово - Павино, Борок - Галич (р), Поназырево (т) - Павино определены в ценах 2000 года (таблица № 79) по укрупненным показателям стоимости сооружения (реконструкции) ПС 35-750 кВ и линий электропередач напряжением 6, 10-750 кВ и пересчитаны в цены 2012 года с учетом

коэффициента  $K=5,875$  (с учетом НДС), принятого в соответствии с индексами цен в строительстве и далее с учетом коэффициентов инфляции в цены 2014 года.

Таблица № 79

Капитальные вложения для реконструкции транзитов Мантурово - Павино, Борок - Галич (р), Поназырево (т) - Павино

№ п/п	Наименование объекта	Год ввода участков объекта	Характеристики	Стоимость, тыс. руб.			
				В ценах 2000 г. (без НДС)	В ценах 2000 г. (без НДС) с учетом территориального коэффициента	В ценах 2000 г. (без НДС) с учетом повышающего коэффициента	В ценах 2014 г. (с НДС)
1.	Мантурово - Павино	Мантурово - Гусево (1982 г.); Гусево - Ильинское (1982 г.); Ильинское - Новинское (1987 г.); Новинское - Пыщуг (1991 г.); Пыщуг - Павино (1988 г.)	167,71 км АС-120	268 336	295 169,6	354 203,52	2 278 972,6
2.	Борок - Галич (р)	Борок - Елегино (1986 г.); Елегино - Солигалич (1987 г.); Солигалич - Чухлома (1964 г.); Чухлома - Галич (р) (1964 г.);	201,02 км АС-120 + АС-95	321 632	353 795,2	424 554,24	2 731 614,6
3.	Поназырево (т) - Павино	Поназырево (т) - Никола (1968 г.); Никола - Вохма (1968 г.); Вохма - Павино (1972 г.)	128,2 км АС-120 + АС-95	205 120	225 632	270 758,4	1 742 080,3
Всего, тыс. руб.				795 088	874 596,8	1 049 516	6 752 667,5

Ориентировочные капитальные вложения составляют 6,8 млрд. рублей в ценах 2014 года.



Схема реконструкции транзитов Мантурово - Павино - Поназырево (т)

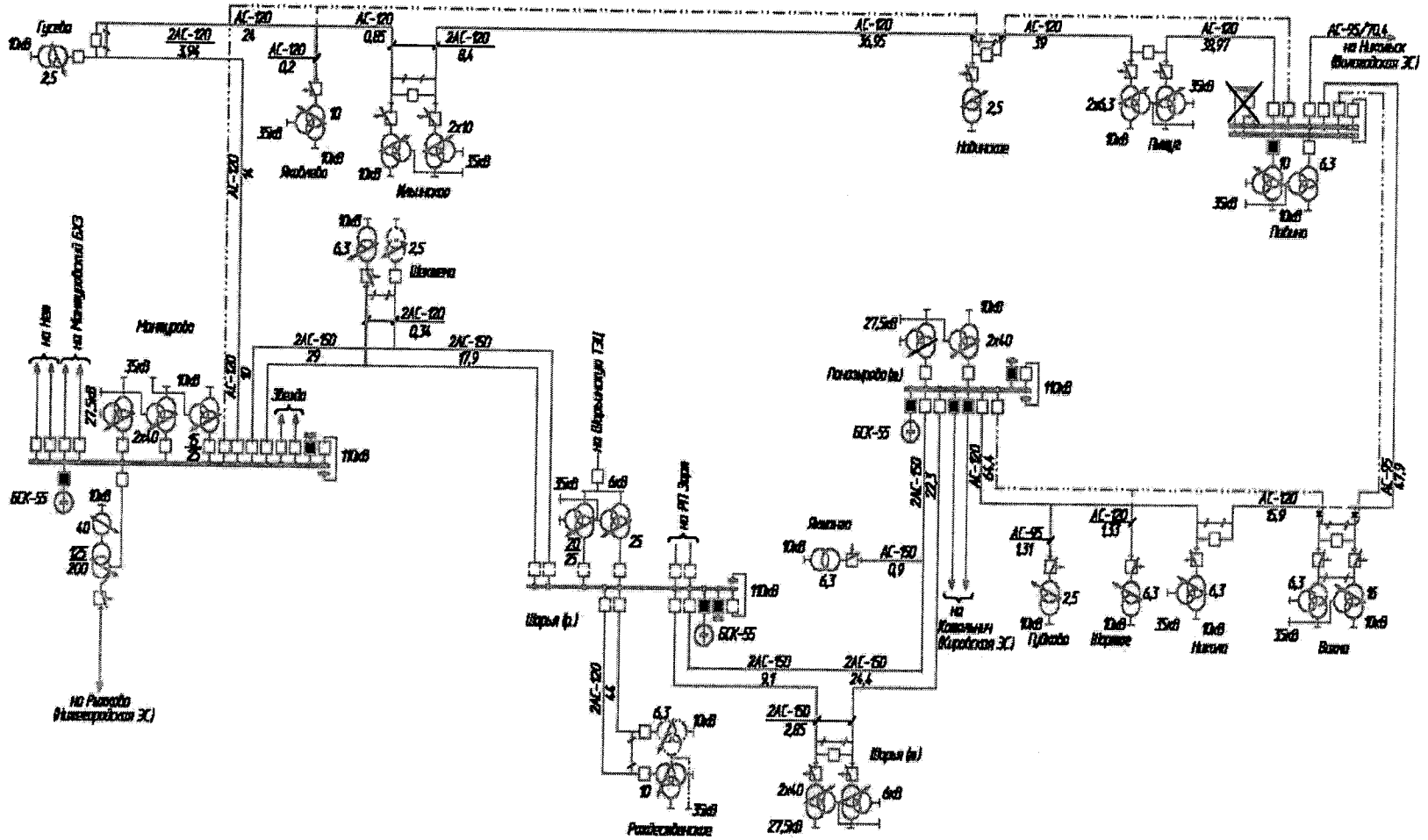
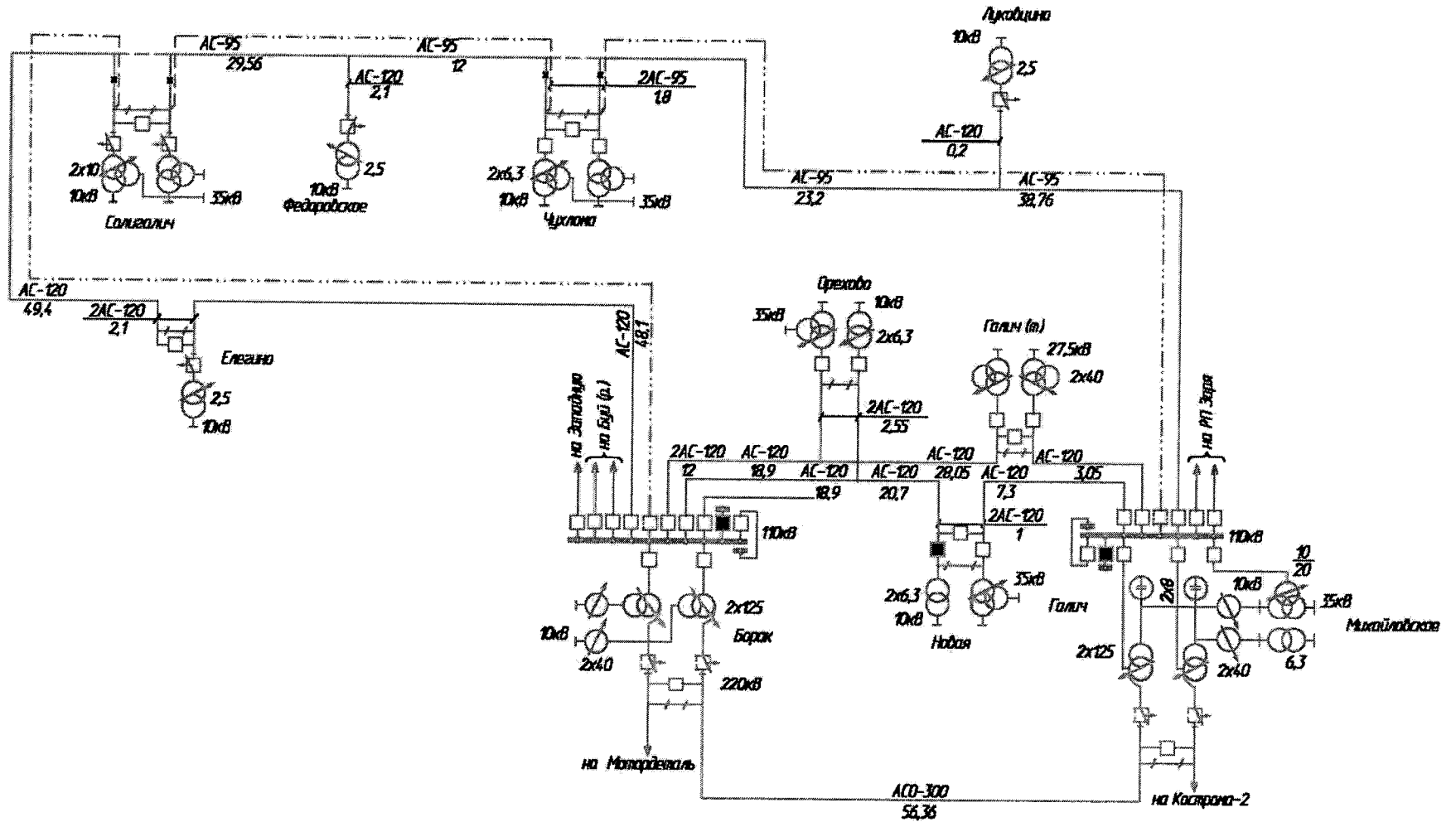


Схема реконструкции транзитов Борок - Галич (р)



Существующая схема электрических сетей позволяет обеспечить надежное питание потребителей, имеющих 3 категорию надежности электроснабжения, от ПС Федоровское, Луковцино, Яковлево, Гудково, Шортюг, подключенных к рассматриваемым транзитным ВЛ.

Техническое состояние рассматриваемых транзитных ВЛ удовлетворительное.

В настоящее время в районе размещения транзитов отсутствуют заявки на подключение новых потребителей и соответственно отсутствует перспектива увеличения нагрузок ПС, подключенных к данным транзитным ВЛ.

Таким образом, в период рассматриваемой перспективы отсутствует необходимость проведения реконструкции транзитных ВЛ 110 кВ Мантурово - Павино, Борок - Галич (р), Поназырево (т) - Павино, финансирование данного проекта нецелесообразно из-за некупаемости.

85. Капитальные вложения по строительству сетевых объектов определены в ценах 2000 года по укрупненным показателям стоимости сооружения (реконструкции) ПС 35-750 кВ и ЛЭП напряжением 6, 10 – 750 кВ и пересчитаны в цены 2014 года с учетом коэффициента, принятого в соответствии с индексами цен в строительстве.

Вводы мощности (новые/замена) (включая технологическое присоединение) и потребность в инвестициях в сетевые объекты на 2018 – 2022 годы представлены в таблице № 80.

**Вводы мощности (новые/замена) (включая технологическое присоединение) и потребность  
в инвестициях в сетевые объекты на 2018 – 2022 годы**

№ п/п	Наименование	2018 год			2019 год			2020 год			2021 год			2022 год			Всего		
		ввод, км	ввод, МВА	инвестиции, млн. руб.	ввод, км	ввод, МВА	инвестиции, млн. руб.	ввод, км	ввод, МВА	инвестиции, млн. руб.	ввод, км	ввод, МВА	инвестиции, млн. руб.	ввод, км	ввод, МВА	инвестиции, млн. руб.	ввод, км	ввод, МВА	инвестиции, млн. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.	Новые вводы (новое строительство и расширение), в том числе:			17,40		13,60	204,73		2,00	10,61					10,40	167,30		26,00	400,05
1)	вводы ВЛ 220 кВ и выше																		
2)	вводы ВЛ 110 кВ																		
3)	вводы ВЛ 35 - 0,4 кВ (суммарные вводы)																		
4)	всего вводы ВЛ																		
5)	вводы ПС 220 кВ и выше																		
6)	вводы ПС 110 кВ																		
7)	вводы ПС 0,4-35 кВ (суммарные вводы)			17,40		13,60	204,73		2,00	10,61					10,40	167,30		26,00	400,05
8)	всего вводы ПС			17,40		13,60	204,73		2,00	10,61					10,40	167,30		26,00	400,05
2.	Замена оборудования (реконструкция и техническое перевооружение), в том числе:	88,00	2,50	244,26	70,59	25,00	460,58	195,20	82,00	489,71	64,07	38,70	241,51	102,40	25,00	272,90	520,26	173,20	1 708,97
1)	замена ВЛ 220 кВ всего, в т.ч.																		
2)	замена ВЛ 110 кВ																		
3)	замена ВЛ 35 - 0,4 кВ	88,00		136,44	70,59		180,82	195,20		436,49	64,07		140,78	102,40		212,90	520,26		1 107,43

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	(суммарно по всем ВЛ)																		
4)	всего замена ВЛ	88,00		136,44	70,59		180,82	195,20		436,49	64,07		140,78	102,40		212,90	520,26		1 107,43
5)	замена ПС 220 кВ и выше всего, в т.ч.			73,60															73,60
	ПС Мотордеталь. Перевод присоединений из ЗРУ №1 в ЗРУ 10 кВ № 3			73,60															73,60
б)	замена ПС 110 кВ всего, в том числе:		2,50	34,22		25,00	279,76		82,00	48,74		2,50	11,86		25,00	60,00		137,00	434,58
	ПС 110 кВ Яковлево Техническое перевооружение с заменой трансформатора 10 МВА на 2,5 МВА		2,50	15,50														2,50	15,50
	ПС 110 кВ Северная Техническое перевооружение с заменой трансформатора 20 МВА на 25 МВА			0,70		25,00	47,08											25,00	47,78
	ПС 110 кВ Нерехта-1. Реконструкция с заменой силового оборудования			18,02			232,68		82,00	48,21								82,00	298,91
	ПС 110 кВ Октябрьская Техническое перевооружение с заменой трансформатора без увеличения мощности									0,53		2,5	8,86					2,50	9,39
	ПС 110 кВ Шарья (р) Техническое перевооружение с заменой												3,00		25,00	60,00		25,00	63,00

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	трансформатора 20 МВА на 25 МВА																		
7)	замена ПС 0,4 -35 кВ (суммарные вводы)									4,48		36,20	88,88					36,20	93,36
8)	всего замена ПС		2,50	107,82		25,00	279,76		82,00	53,22		38,70	100,74		25,00	60,00		173,20	601,54
3.	Суммарные капитальные вложения на новое строительство и замену сетей, всего	88,00	2,500	261,66	70,59	38,60	665,32	195,20	84,00	500,33	64,07	38,70	241,51	102,40	35,40	440,20	520,26	199,20	2 109,02

## Глава 22. Электрические расчеты

86. Расчеты электрических режимов работы сети напряжением до 110 кВ выполнялись в 2017 году при разработке филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго» комплексной программы развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Костромской области на 2017 – 2021 гг.

Расчеты электрических режимов сети напряжением выше 110 кВ в текущем году не проводились.

## Глава 23. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на перспективу до 2022 года

87. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на перспективу до 2022 года определялась на основе:

- 1) перспективных балансов электрической энергии Костромской энергосистемы;
- 2) прогноза потребления тепловой энергии по территории Костромской области;
- 3) данных о фактических удельных расходах топлива на производство электрической и тепловой энергии;
- 4) данных о планируемых мероприятиях по развитию на территории Костромской области применения возобновляемых и местных видов топлива;
- 5) данных о планируемых в рамках Программы по энергосбережению мероприятиях по переводу котельных на природный газ с других видов топлива.

Оценка потребности в топливе основана на перспективных объемах производства электрической и тепловой энергии на территории Костромской области.

При этом объем производимой тепловой энергии определялся на основе прогноза потребления тепловой энергии и прогнозируемой величины потерь тепловой энергии в тепловых сетях. Величина потерь тепловой энергии в тепловых сетях принята на уровне последнего зафиксированного статистикой значения в размере 9,5% от полного потребления тепловой энергии.

Удельные расходы топлива также приняты на основе последних зафиксированных статистикой значений.

88. Для учета потенциального снижения расходов топлива на производство тепловой энергии в результате проведения мероприятий программы по энергосбережению, реализацию которых предполагается финансировать с привлечением внебюджетных источников, расчеты, произведенные с использованием отчетных удельных расходов топлива, скорректированы на величину:

1) определенного изменения общего расхода топлива на производство тепловой энергии в результате проведения запланированных мероприятий по переводу котельного оборудования на местные виды топлива;

2) изменения общего расхода топлива на производство тепловой энергии в результате проведения запланированных мероприятий по переводу котельного оборудования на природный газ (таблица № 82).

Изменение общего расхода топлива на производство тепловой энергии в результате проведения запланированных мероприятий по переводу котельного оборудования на природный газ определено с учетом увеличения КПД котлоагрегатов и представлено в таблице № 81.

Таблица № 81

Изменение общего расхода топлива на производство тепловой энергии в результате проведения запланированных мероприятий по переводу котельного оборудования на природный газ, т.у.т.

Показатели	Общий расход топлива до модернизации оборудования с переводом на ГВЭР		Общий расход топлива после модернизации оборудования с переводом на ГВЭР		Экономия общего расхода топлива на производство тепловой энергии, т.у.т.
	природный газ	уголь	природный газ	уголь	
Вид топлива	природный газ	уголь	природный газ	уголь	2 241,4
Количественное значение	0	7 601,9	5 360,5	0	

Результаты проведенной оценки потребности электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на основе описанных выше исходных данных представлены в таблице № 83.



## Модернизация котельного оборудования с переводом на использование газа в качестве основного топлива

№ п/п	Наименование объекта	Адрес	Стоимость, тыс. руб.	Год реализации	Примечание
г. Галич					
1)	котельная	ул. Леднева	161 887,00	2019	Администрацией городского округа город Галич 30.11.2016 г. заключено концессионное соглашение в отношении тепло-энергетического комплекса с ООО «ТЭК». Согласно заключенному соглашению за счет средств инвестора планируется перевод угольных котельных на природный газ
2)	котельная	ул. Школьная		2017	
3)	котельная	ул. Гладышева		2018	
4)	котельная	ул. Луначарского, д. 63а		2019	
5)	котельная	ул. Ленина, д. 54		2018	
6)	котельная	ул. Окружная		2019	
7)	котельная	ул. Советская, д. 7		2019	
8)	котельная	ул. Клары Цеткин		2019	
9)	котельная	ул. Революции, д. 23		2019	
10)	котельная	ул. Костромское шоссе		2019	

Расчет структуры топливного баланса электростанций и котельных  
Костромской области в 2022 году

Показатель, единица измерения	Базовый вариант	
Выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	12 376 000	
Конечное потребление тепловой энергии (без учета потерь), Гкал	5 715 762	
Потери в тепловых сетях, %	9,5	
Конечное потребление тепловой энергии (с учетом потерь), Гкал	6 315 759	
Удельный расход топлива на производство электроэнергии, г.у.т./кВт·ч	307,7	
Удельный расход топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал	174,1	
Расход топлива на производство электроэнергии, т.у.т.	3 912 098	
Расход топлива на производство тепловой энергии, т.у.т.	1 099 574	
Расход топлива на производство электрической энергии, т.у.т.	всего, том числе:	3 912 098
	газ	3 854 981
	нефтепродукты	41 468
	торф	14 084
	ГВЭР и отходы	1 565
уголь	0	
Расход топлива на производство тепловой энергии (без учета мероприятий Программы по энергосбережению), т.у.т.	всего, том числе:	1 099 574
	газ	700 648
	нефтепродукты	46 622
	торф	169 774
	ГВЭР и отходы	71 912
уголь	110 617	
Расход топлива на производство тепловой энергии (с учетом мероприятий Программы по энергосбережению), т.у.т.	всего, том числе:	1 098 844
	газ	706 009
	нефтепродукты	37 661
	торф	169 774
	ГВЭР и отходы	82 385
уголь	103 015	
Общий расход топлива на производство тепловой и электрической энергии, т.у.т.	всего, том числе:	5 010 942
	газ	4 560 990
	нефтепродукты	79 129
	торф	183 858
	ГВЭР и отходы	83 950
уголь	103 015	

## Глава 24. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Костромской области

89. Муниципальными образованиями Костромской области проведены мероприятия по разработке схем теплоснабжения поселений и городских округов в соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении». Из 154 муниципальных образований Костромской области системы централизованного теплоснабжения имеются в 148 муниципальных образованиях. Информация о разработке схем теплоснабжения в Костромской области представлена в таблице № 84.

Таблица № 84

Состояние разработки схем теплоснабжения в Костромской области

Численность населения	Количество муниципальных образований с централизованным теплоснабжением	Количество утвержденных схем теплоснабжения
500 и более тыс. жителей	0	0
От 100 до 500 тыс. жителей	1	1
От 10 до 100 тыс. жителей	6	6
Менее 10 тыс. жителей	141	141
Всего по области	148	148

Таким образом, схемы теплоснабжения муниципальных образований Костромской области разработаны в полном объеме.

## Глава 25. Модернизация систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований Костромской области

90. Сложившаяся парадигма развития топливно-энергетического хозяйства Костромской области, характеризующаяся избытком электрической мощности станций Костромской энергосистемы, обуславливает нецелесообразность строительства дополнительных источников когенерации вместо отопительных котельных. При этом наиболее значительная часть потребителей расположена на локальных территориях, потребность в тепловой энергии которых покрывается уже существующими ТЭЦ.

91. Исключения могут составлять:

1) города Кострома, Волгореченск, Шарья, поскольку теплоснабжение потребителей данных территорий обеспечивают существующие источники когенерации.

В этом случае имеется принципиальная возможность передать нагрузки котельных на данные источники когенерации (примером может

служить закрытие районной отопительной котельной № 1 с передачей ее нагрузок на Костромскую ТЭЦ-2). При этом перспектива реализации данных мероприятий должна быть определена при разработке схемы теплоснабжения данных городов и определяется соотношением величины свободной тепловой мощности источников когенерации и договорной нагрузки котельных, а главное, технической и экономической реализуемостью и целесообразностью связанного с этим изменения схемы теплоснабжения;

2) проекты строительства новых объектов промышленности и жилья, для которых отрицательное сальдо баланса тепловой мощности по территории реализации инвестиционного проекта к моменту сдачи в эксплуатацию строящегося объекта не позволяет удовлетворить рост нагрузок.

В рамках обеспечения перспективных инвестиционных проектов необходимой инфраструктурой со стороны органов государственной власти Костромской области, энергокомпаний и самих инвесторов необходим анализ существующих вариантов подключения перспективных потребителей к источникам теплоснабжения.

В таблице № 85 приведены результаты мониторинга степени проработки схем теплоснабжения перспективных объектов жилищно-коммунального хозяйства на территории Костромской области.

Таблица № 85

Результаты мониторинга степени проработки схем теплоснабжения перспективных объектов жилищно-коммунального хозяйства на территории Костромской области

№ п/п	Наименование проекта развития жилищно-коммунального комплекса	Возможность подключения к существующему источнику теплоснабжения	Необходимость строительства нового источника теплоснабжения	Примечание	Теплоснабжение, Гкал/ч	
					на 2021 год	на конец реализации проекта
1	2	3	4	5	6	7
1.	мкр-н «Агашкина гора-1» (ул.Магистральная)		+		11,618	11,618
2.	пос. Волжский	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			6,769	6,769
3.	дер. Каримово	+		Расстояние до источника – 2 200 м	3,137	3,137
4.	мкр-н «Солоница»		+		1,479	1,479
5.	мкр-н «Новый город»	+		Расстояние до источника – 1 100 м	7,157	7,157

1	2	3	4	5	6	7
6.	хут. Чернигино	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			5,069	5,069
7.	мкр-н «Агашкина гора-2» (ул. Магистральная-Волгореченское шоссе)	+		Расстояние до источника – 2 200 м	18,208	18,208
8.	мкр-н «Паново-2»	+			6,560	6,560
9.	Караваево (между ТЦ «Коллаж» и пос. Караваево)	+			3,071	51,028
10.	дер. Подолец	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			2,475	2,475
11.	дер. Становщиково	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			4,175	9,542
12.	дер. Коряково («Агротехнопарк»)	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			4,324	13,300
13.	дер. Ключниково	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			19,222	19,222
14.	мкр-н № 11 в г. Волгореченске	+			1,759	1,759
15.	пос. Апраксино	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			0,274	0,274
16.	с. Шунга	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			0,221	0,221
17.	мкр-н «Жужелино», г. Кострома	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			0,716	0,716
18.	пос. Шувалово	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			0,907	0,907
19.	дер. Стрельниково	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			0,549	0,549
20.	дер. Петрилово	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			0,477	0,477
21.	дер. Пустошки	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			0,107	0,107
22.	Жилая застройка, ограниченная ул. Индустриальной-Кинешемским шоссе и пос. Караваево	+			2,475	5,421
23.	Квартал застройки в г. Мантурово по ул. Нагорной	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			1,014	1,014
24.	мкр-н «Южный» по ул. Восточной в г. Нерехте	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			0,137	0,137
25.	Квартал застройки мкр-н «Южный» по ул. Южной в г. Нерехте	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			0,268	0,268
26.	Квартал застройки в р-не дер. Осипово в г. Шарье	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			0,197	0,197

Проведенный анализ показывает, что к проектам, для которых

необходимо строительство новых источников теплоснабжения, могут быть отнесены участок застройки «Агашкина гора-1» и мкр-н «Солоница». Для обеспечения покрытия потребности в тепловой энергии мкр-на «Солоница» необходимо строительство нового источника теплоснабжения взамен нерентабельной котельной по адресу: г. Кострома, ул. Водяная, 95. Для участка застройки «Агашкина гора-1» также требуется строительство нового источника теплоснабжения, так как существующая котельная, расположенная по адресу: г. Кострома, ул. Московская, 105, не может обеспечить покрытие полной тепловой нагрузки. Однако указанные проекты не вызывают необходимости строительства новых источников когенерации, так как их потребность в тепловой энергии в силу относительно низкого значения последней наиболее целесообразно удовлетворить мощностями котельных в условиях профицита электрической мощности в Костромской энергосистеме.

## Глава 26. Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории Костромской области

92. Согласно статистическим данным доля тепловых сетей, нуждающихся в замене, демонстрирует небольшую динамику снижения в 2012 – 2016 годах, но все равно до сих пор составляет треть в общей протяженности всех тепловых сетей (таблица № 86).

Таблица № 86

Динамика износа тепловых и паровых сетей в 2012 – 2016 годах

Показатель, единица измерения	2012	2013	2014	2015	2016
Протяженность тепловых и паровых сетей, нуждающихся в замене, в двухтрубном исчислении, км	302,0	305,5	305,1	291,1	281,9
Удельный вес сетей, нуждающихся в замене в общем протяжении всех тепловых сетей, %	33,0	33,0	33,0	31,0	31,0

Учитывая сложившуюся динамику с износом систем теплоснабжения в Костромской области, особое значение для поддержания ее безаварийности имеют мероприятия по перевооружению, реконструкции и замене тепловых и паровых сетей.

При сохранении в отчетный период среднегодовых темпов износа и реконструкции (2,5% и 2,1% соответственно) к 2022 году протяженность тепловых и паровых сетей, нуждающихся в замене, составит около 303 км в двухтрубном исчислении, или 33,3% от их общей протяженности (таблица № 87).

Таблица № 87

## Динамика износа тепловых и паровых сетей в 2017 – 2022 годах

Показатель, единица измерения	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Протяженность тепловых и паровых сетей, нуждающихся в замене, в двухтрубном исчислении, км	283,0	283,9	286,2	289,5	292,8	303,0
Удельный вес сетей, нуждающихся в замене в общем протяжении всех тепловых сетей, %	31,1	31,2	31,5	31,8	32,2	33,3

В таблице № 88 приведены расчеты, демонстрирующие, что для сохранения к 2022 году уровня износа сетей на текущем уровне необходимо ежегодно заменять 22,8 км в двухтрубном исчислении (2,5% от общей протяженности). Для того чтобы к 2022 году полностью отказаться от эксплуатации сетей, выработавших свой ресурс, необходимо ежегодно заменять 82,8 км в двухтрубном исчислении (9,1% от общей протяженности). Данные расчеты выполнены исходя из предположения, что общая протяженность сетей в двухтрубном исчислении в течение заданного периода является неизменной и составляет 910 км в двухтрубном исчислении.

Предотвращение подобной ситуации требует снижения степени износа основных фондов в системах теплоснабжения Костромской области путем существенного увеличения среднегодовых объемов реконструкции и замены тепловых сетей.

Таблица № 88

## Оценка необходимости замены тепловых сетей

№ сценария	Удельный вес сетей, нуждающихся в замене в общем протяжении всех тепловых сетей в 2022 г., %	Замена тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении сетей в год		Величина капиталовложений в год, тыс. руб.
		%	км	
1.	31,0	2,5	22,8	225 225
2.	20	5,1	46,4	448 400
3.	10	7,1	64,6	624 150
4.	0	9,1	82,8	799 900

## Приложение № 1

к схеме и программе развития  
электроэнергетики Костромской  
области на 2018 – 2022 годы

Анализ сценариев социально-экономического развития Костромской  
области, определяющих потребление электроэнергии  
в 2018 - 2022 годах

1. Динамика производства и потребления энергетических ресурсов определяется социально-экономическим развитием страны и ее регионов. Поэтому для оценки уровней электропотребления на перспективу необходимо оценить и проанализировать ряд прогнозных параметров экономического развития Костромской области, в том числе и в привязке к развитию Российской Федерации.

2. В Российской Федерации с началом кризиса формирование макроэкономических сценариев, как и самих прогнозов, осложнилось. Тем не менее, как считают представители Центра макроэкономического анализа и прогнозирования, мировой кризис скорректировал, но не отменил все основные факторы и драйверы, а также базовые технологические тренды и направления, на которых строились прогнозы до начала спада. Это находит свое подтверждение в скорректированных по времени, но сохранивших основные характеристики макроэкономических прогнозах Министерства экономического развития Российской Федерации.

3. В качестве информационной базы для построения прогнозов электропотребления в сегментах экономики и бытовом секторе Костромской области использовался целый ряд источников информации на региональном и окружном уровнях. Эти источники информации касались ретроспективной и прогнозной динамики основных макроэкономических переменных, которая дополнялась анализом связи макроэкономических переменных с динамикой изменения электропотребления.

4. Макроэкономические параметры области на ближайшую трехлетку задают материалы областного прогноза при планировании бюджетов регионами.

5. Динамика изменения промышленного производства и прочих макроэкономических показателей области за пределами ближайшего трехлетнего периода определялась дополнительно. Основой для таких оценок послужило содержание двух основных документов Российской Федерации по средне- и долгосрочному развитию страны:

1) сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года;

2) сценарные условия для формирования вариантов прогноза социально-экономического развития Костромской области в 2015 – 2017 годах.



Так как эти документы не имеют региональной дифференциации, для получения перспективных оценок макропоказателей для Костромской области использовался метод коррекции на основе вычисления поправочного коэффициента конкретного макропоказателя, например, индекса промышленного производства региона (далее – ИПП) по отношению к суммарному ИПП страны за периоды экономического роста 1999 – 2008 годов (фактические данные) и данных за 2011 – 2015 годов. В данном случае исключались значения посткризисного 2009 года и 2010 года как года восстановления экономики.

6. Корректирующий коэффициент  $k_I$  для индексов роста регионального ВРП вычислялся по формуле № 1:

Формула № 1

$$k_I = \sqrt[14]{\left(\prod_{j=1999}^{2008} I_j^{\text{per}} * \prod_{j=2011}^{2015} I_j^{\text{per}} - 1\right) / \left(\prod_{j=1999}^{2008} I_j^{\text{PФ}} * \prod_{j=2011}^{2015} I_j^{\text{PФ}} - 1\right)},$$

где:

$I_j^{\text{PФ}}$  - прирост индекса по каждому из показателей для Российской Федерации в целом;

$I_j^{\text{per}}$  - прирост соответствующего индекса регионального показателя.

Индекс  $j$  в формуле № 1 соответствует годам с 1999 по 2015, за исключением посткризисного 2009 года и 2010 года – года восстановления экономики страны.

Для расчета индексов роста региона в каждом году перспективного периода (2017 – 2022 годы) рассчитанный в формуле № 1 корректирующий коэффициент умножался на страновой индекс по формуле № 2.

Формула № 2

$$I_j^{\text{per}} = \left( \left( I_j^{\text{PФ}} - 1 \right) \times k_I \right) + 1,$$

где  $j$  соответствует каждому году интервала прогноза, начиная с 2017 года.

Предлагаемый подход носит «компромиссный» характер, однако в условиях отсутствия необходимой информации является приемлемым, сочетая простоту и возможность учета сложившейся региональной специфики.

7. Долгосрочное социально-экономическое развитие Костромской области определяется несколькими ключевыми факторами, характеризующими внутренние экономические условия:

1) степенью развития и реализации сравнительных преимуществ и возможностей Костромской области по приоритетным направлениям развития экономики;

2) минимизацией существующих рисков и учетом слабых сторон экономики области;

3) решением проблем в области демографических процессов в

области.

8. В зависимости от реализации этих факторов можно выделить два качественных сценария социально-экономического развития Костромской области до 2022 года: инерционного и интенсивного развития. Последний является целевым сценарием долгосрочного развития области и принимается в качестве основы для регионального варианта электропотребления.

9. В обоих сценариях приняты одинаковые внешние условия. В частности, предполагается, что экономика России в периоде до 2022 года будет развиваться по сценарию инновационного развития, будут выполнены сценарии условия развития электроэнергетики и транспортного комплекса Российской Федерации.

10. В основе инерционного сценария лежит консервация сложившейся аграрно-энергетической модели развития при сужении ее потенциала в связи с усилением конкуренции со стороны соседних регионов и импорта, сокращением дохода от экспорта за пределы области электроэнергии вследствие роста издержек производства электроэнергии (рост цен на газ), повышением социальной нагрузки на бюджет области и усилением дефицита отвечающих требованиям развития экономики области трудовых ресурсов.

Данный сценарий характеризуется:

- 1) инерционным протеканием демографических процессов в области;
- 2) отказом от развития новых долгосрочных приоритетных направлений, имеющих в области потенциальные сравнительные преимущества;
- 3) преобладанием внешних по отношению к области центров принятия решений по развитию ее экономики (в области электроэнергетики, транспорта, туризма, текстильной промышленности, машиностроения).

11. В инерционном сценарии возможности экономического роста будут определяться в основном следующими факторами:

- 1) увеличением производства и экспорта в другие регионы Российской Федерации электроэнергии;
- 2) наличием на территории области возобновляемых природных ресурсов при ограниченных возможностях их переработки с повышением добавленной стоимости;
- 3) транзитной пропускной способностью проходящих через область транспортных коридоров;
- 4) использованием ценовых преимуществ товаров и услуг, производимых на территории области, при слабой конкуренции с точки зрения качества;
- 5) снижением качества человеческого капитала;
- 6) усилением социальной нагрузки на бюджет и экономику области.

В инерционном сценарии Костромской области не удастся преодолеть в полной мере существующие ограничения экономического

роста, темпы роста экономики в среднем за период отстают от среднероссийских, что означает снижение доли области в валовом внутреннем продукте Российской Федерации и усиление отставания в уровне жизни населения от среднероссийского уровня.

12. Сценарий интенсивного развития (целевой сценарий) отражает использование сильных сторон и существующих возможностей экономики Костромской области за счет развития внутренних приоритетных направлений, а также максимального использования благоприятных внешних условий и межрегиональных связей. Сценарий предусматривает:

- 1) проведение активной демографической политики;
- 2) активное развитие новых долгосрочных приоритетных направлений, имеющих в области потенциальные сравнительные преимущества;

- 3) эффективное использование принимаемых вне области решений по развитию ее экономики (в области электроэнергетики, транспорта);

- 4) принятие мер по минимизации существующих рисков развития области и компенсации ее слабых сторон;

- 5) разработку и реализацию совместных программ с соседними регионами, координацию стратегий социально-экономического развития;

- 6) повышение места области по основным экономическим и социальным показателям среди субъектов ЦФО.

13. В интенсивном сценарии экономический рост будет определяться в основном следующими факторами:

- 1) увеличением объема производимых на территории области товаров и услуг, направленных на удовлетворение спроса как внутри области, так и в других регионах Российской Федерации, и на экспорт;

- 2) глубокой переработкой имеющихся на территории области возобновляемых природных ресурсов;

- 3) использованием уникальных конкурентных преимуществ области, позволяющих предложить качественные товары и услуги;

- 4) улучшением качества человеческого капитала;

- 5) снижением уровня дотационности регионального бюджета.

Реализация сценария интенсивного развития позволит Костромской области преодолеть существующие ограничения экономического роста и сократить свое отставание от среднероссийского уровня.

Рассмотрение и оценка изменений в экономике Костромской области были дополнены анализом численности населения области. Он базируется на долгосрочном прогнозе Росстата по стране и субъектам Российской Федерации. В основу прогноза Росстата до 2030 года положен анализ долговременных тенденций динамики уровня рождаемости в России и других европейских странах, который дает основания для оценки возможных тенденций рождаемости в России. Статистическими индикаторами последнего выступают повышение возраста вступления в брак и рождения ребенка, увеличение рождаемости вне официально зарегистрированного брака, увеличение добровольной бездетности.

Вместе с тем определенное влияние на параметры рождаемости, в первую очередь, календаря рождений, может оказать ряд введенных в последние 3 – 4 года мер семейной политики (в первую очередь, материнский капитал). Однако очевидно, что без существенных изменений в темпах экономического развития и повышения уровня благосостояния российских граждан введенные меры не дадут устойчивого демографического эффекта.

14. Росстат рассматривает три сценария численности населения на перспективу:

1) высокий сценарий рождаемости исходит из предположения о том, что обществу удастся выработать социальные механизмы, ведущие к тому, что будет поддерживаться рождаемость, близкая уровню, который обеспечивал бы простое воспроизводство населения, в результате чего каждое новое поколение будет численно не меньше предыдущего. В конечном итоге такой уровень рождаемости (1,8 – 2 детей в расчете на одну женщину репродуктивного возраста) отвечал бы и господствующему сегодня идеальному размеру потомства (социологические опросы мнений продолжают фиксировать идеальное число детей в семье именно на двухдетном уровне). Определенную часть прироста даст и миграционный прирост;

2) средний вариант рождаемости исходит из того, что улучшение социально-экономического положения в России и меры демографической политики позволят достаточно полно реализовать семьям свои репродуктивные планы и рождаемость установится на уровне, чуть превосходящем средний по Европе. Но в отличие от высокого сценария рождаемости в данном случае ожидаются более низкие темпы развития страны;

3) низкий сценарий предполагает, что сохранение или ухудшение сложившейся экономической ситуации в стране, скорее всего, сделает маловероятным повышение рождаемости. Она будет на уровне, наблюдаемом ныне у стран с наиболее низкой рождаемостью (1,2 – 1,3 ребенка на семью).

15. В расчетах обеспеченности населения жильем и потребности в электроэнергии на перспективу приняты два последних сценария Росстата с поправками на данные последней переписи населения.

Высокий сценарий рождаемости не рассматривался, так как он исходит из таких благоприятных предположений, которые в ближайшей перспективе, учитывая последние тренды и прогнозы социально-экономического развития страны, не просматриваются.

16. Дополнительным основанием к выбору более низких сценариев является также и то, что последняя перепись населения зафиксировала существенно более низкую численность населения области, чем указанную Росстатом в своих статистических ежегодниках за последние годы. Так, численность населения на 14 октября 2010 года по данным переписи составила 667,6 тыс. человек.

17. В результате предполагается, что численность населения Костромской области снизится к 2021 году до 646,5 тыс. человек.

18. Предполагается, что за рассматриваемый период количество и площадь жилья и учреждений сферы услуг существенно возрастет. В интенсивном варианте полностью будут достигнуты параметры целевой программы строительства жилья в Костромской области. Коэффициент ввода жилья на душу населения достигнет к концу рассматриваемого периода 0,6 кв. м на душу населения. В инерционном сценарии эти показатели будут отставать от интенсивного варианта ориентировочно на 20 – 30%. В интенсивном варианте прирост площадей предприятий и учреждений сферы услуг будет примерно на 30 – 50% выше, чем в инерционном сценарии, примерно на четверть будет выше их оснащенность электропотребляющим оборудованием.

## Приложение № 2

к схеме и программе развития  
электроэнергетики Костромской  
области на 2018 – 2022 годы

## Перечень земельных участков для жилищного строительства в Костромской области

№ п/п	Наименование квартала застройки	Площадь участка, га	Объемы жилья, тыс. кв. м	Количество жителей, тыс. человек	Объекты социальной инфраструктуры		Необходимая мощность потребления объектов инженерной инфраструктуры			
					наименование объекта	мощность (число мест в школах и детских садах, тыс. кв. м площади предприятий бытового обслуживания)	водоснабжение и водоотведение, м <sup>3</sup> /сут.	электро-снабжение, кВт	тепло-снабжение, Гкал/ч	газоснабжение, нм <sup>3</sup> /год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	мкр-н «Агашкина гора-1» (ул. Магистральная)	23,6	194,8	5,0	Школа Детский сад Предприятие питания, торговли, бытового обслуживания	750 300 3,2	1 392,9	6 678,5	55,733	7 802,62
2.	пос. Волжский	48,2	113,5	1,6	Школа Детский сад Предприятие питания, торговли, бытового	240 95 2,5	464	3 905,7	22,764	3 186,96

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
					обслуживания					
3.	дер. Каримово	22,5	52,6	2,9	Школа Детский сад Предприятие питания, торговли, бытового обслуживания	440 180 3,1	824,5	22 63,8	16,821	2 354,94
4.	мкр-н «Солоница»	10,6	24,8	1,4	Детский сад Предприятие общественного питания	90 1,4	376	1 007,9	6,981	977,34
5.	мкр-н «Новый город»	22,3	120,0	4,8	Школа Детский сад Предприятие питания, торговли, бытового обслуживания	720 280 3,0	1 335,5	4 388,8	35,95	5 033
6.	хутор Чернигино	36,5	85,0	1,2	Школа Детский сад Предприятие общественного питания, бытового обслуживания, торговли	180 72 1,9	348,75	2 933,6	23,695	3 317,3
7.	мкр-н «Агашкина гора-2» (ул. Магистральная- Волгореченское шоссе)	64,5	305,3	11,6	Школа Детский сад Предприятие общественного питания, бытового обслуживания, торговли	1 741 700 8,6	3 246,7	11 290,75	91,213	12 769,83
8.	мкр-н «Паново-2»	27,0	110,0	6,2	Школа Детский сад Предприятие общественного	930 372 1,8	1 700,1	3 990,12	34,223	4 791,176

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
					питания, бытового обслуживания, торговли					
9.	Каравaeво (между ТЦ «Коллаж» и пос. Каравaeво)	159,0	855,6	34,2	Школа Детский сад Предприятие общественного питания, бытового обслуживания, торговли	3 078 1 700 10,3	9 144,65	29 794,5	243,956	34 153,792
10.	дер. Подолец	31,3	41,5	0,8	Школа Детский сад Предприятие общественного питания, бытового обслуживания, торговли	72 45 0,3	215,14	1 360,2	11,373	1 592,26
11.	дер. Становщиково	120,0	160,0	3,2	Школа Детский сад Предприятие общественного питания, бытового обслуживания, торговли	300 160 0,9	856,13	5 175,1	43,818	6 134,5
12.	дер. Коряково («Агротехнопарк»)	168,5	223,0	4,5	Школа Детский сад Предприятие общественного питания, бытового обслуживания, торговли	400 250 1,3	1 204,5	7 231,5	61,05	8 547
13.	дер. Ключниково	243,4	322,3	6,5	Школа Детский сад	600 330	1 739,44	10 442,8	88,227	12 351,75

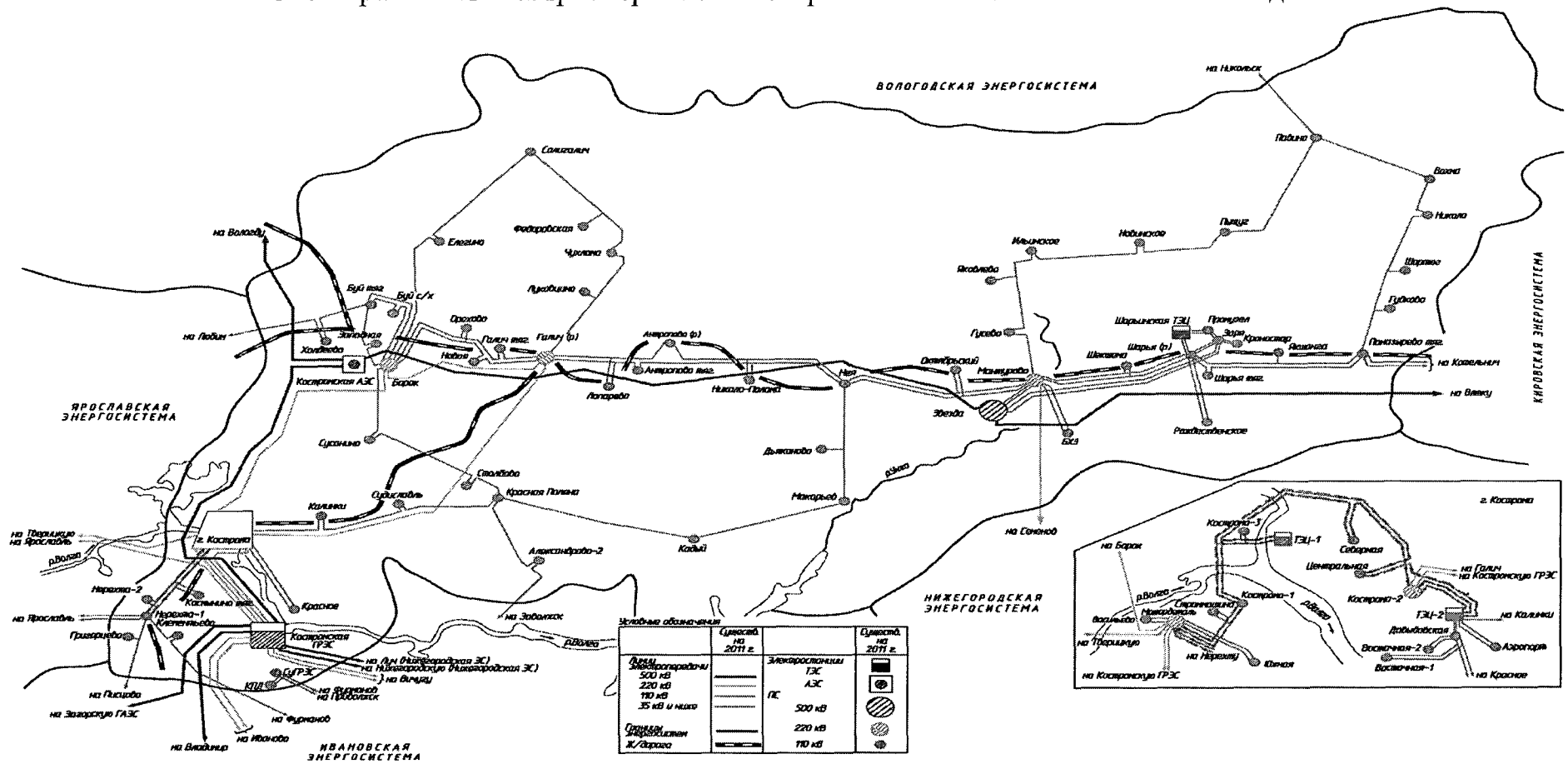


1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
					Предприятие общественного питания, бытового обслуживания, торговли	1,9				
14.	мкр-н № 11 в г. Волгореченске	15,1	29,5	0,7	Не предусматривается		175	886,5	Газовые котлы	1 083,34
15.	Бакшеевское сельское поселение, в районе пос. Зарубино	631	600	10	Школа Детский сад Предприятие общественного питания, бытового обслуживания, торговли	600 330 1,9	3 500	12 800	150	30 000

Приложение № 3

к схеме и программе развития  
электроэнергетики Костромской  
области на 2018 – 2022 годы

Схема развития электроэнергетики Костромской области на 2018 – 2022 годы



## Приложение № 4

к схеме и программе развития  
электроэнергетики Костромской  
области на 2018 – 2022 годы

## Схема электрических соединений и объектов электроэнергетики до 2022 года

