

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«УЛЬЯНОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

БИЛАЛОВА АЛИСА ИЛЬДАРОВНА

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ
ЭНЕРГИИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ ГОРОДСКОЙ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ**

Специальность: 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель-
кандидат технических наук,
доцент В.И.Доманов

Ульяновск – 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. Обзор известных методов прогнозирования потребления электроэнергии и постановка задачи исследования.....	14
1.1 Современное положение энергетического рынка России.....	14
1.2 Проблемы прогнозирования объемов потребления электроэнергии...	16
1.3 Цели и задачи прогнозирования для сетевой организации.....	17
1.4 Обзор известных методов прогнозирования объемов потребления электрической энергии.....	21
1.5 Сравнительный анализ методов прогнозирования.....	31
1.6 Методика прогнозирования электропотребления сетевой компании «Ульяновская городская электросеть».....	33
1.7 Постановка задачи исследования.....	36
1.8 Выводы по первой главе.....	37
ГЛАВА 2. Анализ данных потребления электроэнергии в Ульяновской городской электросети и выбор методов прогнозирования.....	38
2.1 Структура электротехнического комплекса предприятия «Ульяновская городская электросеть».....	38
2.2 Структура потребителей предприятия «Ульяновская городская электросеть»	42
2.3 Анализ исходных данных для составления прогноза потребления электроэнергии.....	46
2.4 Применение метода экспоненциального сглаживания для прогнозирования потребления электроэнергии электротехническим комплексом городской электрической сети.....	53
2.5 Статистический анализ и преобразование исходных данных.....	59
2.6 Применение метода экспоненциального сглаживания для прогнозирования приращений потребления электроэнергии.....	71
2.7 Выводы по второй главе.....	75
ГЛАВА 3. Разработка комбинированного подхода к прогнозированию потребления электрической энергии электротехническим комплексом городской электрической сети.....	76
3.1 Применение регрессионного анализа для прогноза потребления электроэнергии электротехническим комплексом Ульяновской городской электросети.....	76
3.2 Применение усреднения результатов прогнозов, полученных методами экспоненциального сглаживания и регрессионного анализа.....	83
3.3 Определение коэффициентов корреляции между объемами потребления электроэнергии Ульяновской городской электросети в разные месяцы.....	87

3.4 Комбинированный подход к прогнозированию потребления электроэнергии электротехническим комплексом Ульяновской городской электросети	93
3.5 Выводы по третьей главе.....	98
 ГЛАВА 4. Методика прогнозирования потребления электрической энергии электротехническим комплексом городской электрической сети и экономический эффект от ее применения.....	100
4.1 Методика и алгоритм прогнозирования потребления электрической энергии электротехническим комплексом городской электрической сети.....	100
4.2 Пример расчета прогноза потребления электрической энергии абонентами Ульяновской городской электросети на 2017 год.....	104
4.3 Оценка ожидаемого экономического эффекта.....	110
4.4 Применение программных комплексов, разработанных на основе различных алгоритмов прогнозирования объемов потребления электроэнергии.....	117
4.5 Выводы по главе 4.....	120
 ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	121
 БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	123
 ПРИЛОЖЕНИЯ	141

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Задача планирования и прогнозирования энергопотребления является достаточно значимой в электроэнергетике. Повышение точности прогнозирования объемов потребления электроэнергии обуславливается переходом к рыночным отношениям между субъектами оптового рынка, а также ответственностью за результаты действий, основанных на прогнозе. Прогнозирование электрических нагрузок является важным аспектом в экономических и технических вопросах.

Своевременное получение информации о предстоящей нагрузке позволяет выбрать оптимальный режим работы системы. Правильность результатов прогнозирования нагрузки значительно влияет на показатели электротехнического комплекса в условиях работы на рынке электроэнергии.

Прогнозирование является важным фактором при составлении баланса электроэнергии в энергосистеме, влияя на выбор режимных параметров и расчетных электрических нагрузок. Баланс электроэнергии необходим для обеспечения устойчивой работы энергосистемы. В случае не соблюдения баланса страдает качество электроэнергии (происходит отклонение частоты и напряжения от требуемых значений). Это отражается на работе других элементах электротехнического комплекса – потребителях. Точность прогнозирования дает возможность оптимизировать работу всего электротехнического комплекса.

Операторы распределительных сетей обязаны ежемесячно предоставлять субъектам рынка сведения относительно объема электроэнергии, отпущенного для поддержания баланса в энергосистеме, необходимого для проведения финансовых взаиморасчетов. Значит, сетевые компании должны иметь системы передачи результатов измерений, способные своевременно и оперативно направлять поступающую информацию всем участникам технологического процесса.

Для сетевой компании качественное прогнозирование нагрузок играет ключевую роль в вопросах обеспечения надежности, своевременного преодоления ограничений на перетоки электроэнергии и мощности, а также при планировании управленческих задач.

Отклонение потребления электроэнергии спрогнозированного объема от фактического обуславливает необходимость предприятия закупки недостающего объема электроэнергии или продажи излишнего объема по заведомо невыгодным ценам.

Новое главное требование к методикам прогнозирования в электроэнергетике заключается в расчетах объемов потребления электроэнергии в различные интервалы времени. И если до сих пор можно было обойтись простым методом линейной регрессии или методом ежедневного сопоставления показателей, то теперь появилась необходимость учитывать нелинейные влияния внешних возмущающих факторов. В связи с этим оценке параметров зависимости энергопотребления от вышеуказанных факторов придается большое значение, однако очевидно, что надежный прогноз нагрузки невозможен без качественной метеорологической экспертизы.

Тем не менее, в число факторов, осложняющих прогнозирование, входит не только отсутствие непосредственного доступа к данным об энергопотреблении, но зачастую и качественные изменения в самой оцениваемой функции, которые возникают как в результате колебаний структуры полезного отпуска, так и под воздействием сезонных особенностей.

Таким образом, **актуальной и имеющей большое практическое значение научно-технической задачей** является разработка методики прогнозирования потребления электрической энергии на основе изучения системных свойств и связей в электротехническом комплексе и составления моделей статистических данных.

Цель диссертации – повышение энергоэффективности прогнозирования потребления электрической энергии электротехническим комплексом на базе абонентов сетевой компании, обеспечивающей снижение погрешности прогнозирования относительно применяемого метода прогнозирования.

Задачи диссертационного исследования:

1. Анализ структуры потребителей на примере МУП «Ульяновская городская электросеть» и исходных данных для составления прогноза.
2. Выбор метода или их совокупности, обеспечивающих повышение точности прогноза потребления электроэнергии абонентами сетевой компании.
3. Разработка методики и алгоритма расчета ожидаемого объема потребления электроэнергии электротехническим комплексом абонентов сетевой компанией с помощью простейших инженерных методов расчета.

Объект исследования – электротехнический комплекс городской электрической сети, включающий в себя сетевое предприятие и различные категории абонентов сетевой компании.

Предмет исследования – режим энергопотребления электротехническим комплексом городской электросети в условиях воздействия метеофакторов, прогнозирование потребления электроэнергии.

Методы исследования. Для решения поставленных в диссертационной работе научных задач применялись методы математического моделирования, теории вероятностей, математической статистики, экспоненциального сглаживания, регрессионного и корреляционного анализа.

Научная новизна

1. Предложена комбинация статистических методов прогнозирования потребления электрической энергии электротехническим комплексом городской электросети на основе данных предыдущих лет, отличающаяся оригинальным сочетанием математического аппарата регрессионного и корреляционного анализа и позволяющая уменьшить погрешность прогноза.

2. Предложена математическая модель прогнозирования ожидаемых объемов потребления электроэнергии электротехническим комплексом городской электрической сети, отличающаяся уравнениями регрессии и функциональной связи между потреблением электроэнергии в разные месяцы.

3. Разработаны усовершенствованная методика прогнозирования и алгоритм расчета объемов потребления электроэнергии электротехническим комплексом городской электрической сети, отличающиеся последовательностью и аналитическими формулами вычислений, обеспечивающих снижение погрешности прогноза.

Практическая ценность

1. Снижены финансовые затраты сетевой компании за счет повышения качества среднесрочного прогноза объемов потребления электроэнергии электротехническим комплексом городской электрической сети.

2. Разработанная методика прогнозирования потребления электрической энергии электротехническим комплексом городской электрической сети доведена до такого уровня детализации, что не требует применения специализированного программного обеспечения и может производиться с помощью простейших инженерных расчетов.

На защиту выносятся следующие научные положения

1. Методика последовательного поиска комбинации методов прогнозирования потребления электрической энергии электротехническим комплексом городской электрической сети, обеспечивающей требуемую погрешность прогноза.

2. Результаты статистического анализа исходных данных для прогнозирования потребления электрической энергии электротехническим комплексом городской электрической сети.

3. Методика и алгоритм расчета ожидаемого объема потребления электроэнергии сетевой компанией по исходным данным предыдущих лет, отличающаяся повышенной точностью прогноза.

4. Результаты сравнительного анализа прогнозов, полученные различными методами.

Степень разработанности проблемы. Российскими и зарубежными учеными, внесшими значительный вклад в предметную область разработки моделей прогнозирования, являются Кудрин Б.И., Ведерников А.С., И.В.Воронов, В.Н.Афанасьев, А.В.Гофман, В.И.Гнатюк, Макоклюев Б.И., Старцева Т.Б., Baker A.B, Bunn D.W, Gupta P.C. В значительной степени эти исследования охватывают лишь вопросы краткосрочного прогнозирования, не рассматривая проблемы среднесрочного прогноза.

Реализация и внедрение результатов работы. Разработанные алгоритм и комбинированный метод прогнозирования внедрены в практику работы МУП «Ульяновская городская электросеть» (г.Ульяновск) и ООО «Ульяновская воздушно-кабельная сеть» (г.Ульяновск).

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертации докладывались и обсуждались на следующих конференциях: Конференции «Современные наукоемкие инновационные технологии», г.Самара, 2014; I и II Поволжской научно-практической конференции «Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом и жилищно-коммунальном хозяйстве», г.Казань, 2015, 2016; Одиннадцатой и двенадцатой международной научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2016», «Энергия-2017», г.Иваново, 2016, 2017; XXIX и XXX Международной научной конференции «Математические методы в технике и технологиях» (ММТТ-29, ММТТ-30), г.Санкт-Петербург, 2016, 2017; VII международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы энергетики АПК», г.Саратов, 2016; V международном Балтийском форуме, Калининград, 2017.

Публикации. По теме диссертации опубликованы 19 работ, в том числе 5 статей в журналах, рекомендованных ВАК, 3 свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения. Основная часть исследования изложена на 166 страницах и содержит 30 рисунков, 25 таблиц и 3 приложения. Библиографический список состоит из 142 наименований на 18 страницах.

Соответствие научной специальности 05.09.03 «Электротехнические комплексы и системы»: Исследование, проводимое в рамках диссертационной работы, соответствует формуле специальности «...исследования по общим закономерностям ... передачи и использования электрической энергии и электротехнической информации...».

Объектом изучения: «...являются электротехнические комплексы и системы ... электроснабжения ... промышленных ... предприятий и организаций, ... служебных и жилых зданий ...».

Область исследования соответствует пунктам: 1 «...изучение системных свойств и связей, ... математическое ... и компьютерное моделирование компонентов электротехнических комплексов и систем»; 2 «Обоснование ... экономических ... критериев оценки принимаемых решений в области ... эксплуатации электротехнических комплексов и систем»; 4 «Исследование работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов и систем в различных режимах, при разнообразных внешних воздействиях».

Содержание работы

Во введении сформулирована актуальность работы, характеризуется степень ее разработанности, определяются цели и задачи, научные положения, их новизна и практическая значимость.

В первой главе проводится анализ предметной области.

Рассмотрено современное состояние рынка электроэнергии России.

Обоснована необходимость снижения погрешности прогнозирования значений потребления электроэнергии с целью уменьшения финансовых издержек энергопредприятий и повышения сроков работоспособности элементов рассматриваемого комплекса.

Проведен анализ известных математических методов прогнозирования, применяемых на промышленных предприятиях. Наиболее широко распространенными методами являются прогнозная экстраполяция, регрессионный анализ, экспоненциальное сглаживание, а также нейронные сети. Проведен сравнительный анализ наиболее распространенных методов прогнозирования.

При планировании финансовой деятельности предприятия необходимо руководствоваться объемами ожидаемого энергопотребления. Этот момент обуславливают такие показатели, как технологические и экономические причины. Высокая погрешность прогноза снижает экономичность режимов энергосистем и качество управления. В случае заниженного прогноза возрастает вероятность аварийных ситуаций, требующих использования дополнительного оборудования. При завышенном прогнозе появляются дополнительные издержки на обеспечение работы неиспользуемых мощностей.

Для выбора наиболее подходящего метода прогнозирования для сформулированы исходные требования работы: цели, точность и интервал прогноза, адаптивность и быстродействие модели. Цель исследования - разработка методики прогноза потребления электрической энергии электротехническим комплексом сетевой компании, обеспечивающей уменьшение погрешности прогноза без привлечения специализированных пакетов программного обеспечения.

На основании вышеизложенного сделан вывод о необходимости разработки математического метода для составления прогнозов объемов

потребления электроэнергии предприятия с учетом свойств и особенностей его деятельности, сформулирована цель и поставлены задачи исследования.

Во второй главе описывается объект исследования, отмечаются его особенности и специфика работы.

Рассмотрена структура потребителей предприятия «Ульяновская городская электросеть». Одной из отличительных черт является тот факт, что основным потребителем сетевой организации является население, что составляет около 60% от общего объема потребителей.

Проведен анализ исходных данных для составления прогноза потребления электроэнергии, рассчитаны коэффициенты корреляции между различными параметрами прогноза.

Проанализирована возможность применения метода экспоненциального сглаживания для прогнозирования потребления электроэнергии. Сделан вывод об отсутствии целесообразности применения данного метода ввиду получения большой погрешности прогнозирования.

Проведен статистический анализ и преобразование исходных данных. Обоснована необходимость приведения исходных данных к нормальному распределению путем перехода к разностным значениям. Для снижения погрешности прогноза предложено использовать модуль разностных значений в качестве исходной информации прогнозирования.

Проведена оценка распределений исходных данных. Использован критерий согласия, позволяющий подтвердить или отвергнуть предположение о виде распределения случайных процессов.

Оценка распределения показала, что все три параметра исходной информации по критерию согласия χ^2 существенно отличаются от нормального закона распределения. Для устранения этого предложено использовать разностное значение величин. После проведенных преобразований данные по электроэнергии и температуре стали соответствовать закону нормального распределения.

Для определения качества параметров прогнозирования потребления электроэнергии были построены гистограммы распределения основных параметров за три года. Проведена оценка соответствия исходных данных нормальному закону распределения. Несоответствие может привести к увеличению погрешностей при использовании традиционных статистических методов. Обосновывается, что использование абсолютных величин параметров потребления электроэнергии, температуры и влажности в статистических моделях прогнозирования энергопотребления приводят к существенным погрешностям.

Рассмотрено применение метода экспоненциального сглаживания для прогнозирования потребления электроэнергии. На основе анализа полученных данных сделан вывод, что применение данного метода в чистом виде не дает желаемого результат, поскольку не принимает во внимание изменение метеофакторов. Обоснована необходимость поиска методов прогноза, которые учитывают минимальный набор метеофакторов, или комбинацию методов.

В третьей главе проанализировано применение регрессионного анализа для прогноза потребления электроэнергии абонентами сетевой компании. Составлены уравнения регрессии для каждого месяца прогнозирования, рассчитаны коэффициенты регрессии.

Полученные результаты показали, что погрешности прогноза соответствуют желаемому уровню в каждом месяце, кроме сентября.

Проведено усреднение результатов прогнозов, полученных методами экспоненциального сглаживания и регрессионного анализа. Применение усреднения уменьшило погрешности, но достигло желаемого результата в январе, августе и сентябре.

Определены коэффициенты корреляции между объемами потребления электроэнергии в разные месяцы. Найденные коэффициенты корреляции Пирсона, значения которых позволили сделать вывод, что для прогнозирования потребления электроэнергии в январе, феврале, октябре и

ноябре можно осуществлять по результатам прогноза на июль. Прогноз на август и сентябрь следует осуществлять, используя устойчивую корреляционную связь потребления электроэнергии в эти месяцы с объемами потребления в мае.

Проведенный анализ позволил предложить комбинированное применение уравнений регрессии и функциональной связи между потреблением электроэнергии в разные месяцы позволяет получить в целом погрешность прогноза меньше 3 %.

В четвертой главе проведены методика и алгоритм прогнозирования потребления электроэнергии абонентами сетевой компании. Обосновано преимущество применения комбинированного метода при прогнозировании потребления электроэнергии.

Приведен пример расчета прогноза потребления электрической энергии абонентами Ульяновской городской электросети на 2017 год.

Проведена оценка ожидаемого экономического эффекта.

В заключении сформулированы основные выводы и результаты диссертационной работы.

1 ОБЗОР ИЗВЕСТНЫХ МЕТОДОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Современное положение энергетического рынка России

Энергетическая отрасль экономики России обеспечивает условия для жизнедеятельности всех отраслей хозяйства и определяет основные экономические и финансовые показатели страны. Природные топливно-энергетические ресурсы, кадровый и научно-технический потенциал энергетической отрасли экономики России являются национальным достоянием страны. Эффективное использование энергетического потенциала страны создает необходимые предпосылки для укрепления и развития экономики, обеспечивающей повышение уровня жизни населения и рост их благосостояния.

В течение прошедшего десятилетия сохранена энергетическая независимость России, обеспечена потребность страны в электроэнергии. Преодолена тенденция спада энергетики, и начался рост производства электроэнергии. Производственные структуры энергетического сектора в значительной мере адаптировались к рыночным методам хозяйствования. Энергетический рынок претерпел множество проведенных структурных преобразований, приватизацию и либерализацию, были проведены реформы электроэнергетики и сферы ЖКХ, сформированы основные правила регулирования хозяйственных отношений в энергетическом секторе экономики, решены вопросы налогообложения и ценообразования.

Исходя из планируемых объемов необходимой электроэнергии при самых оптимистичных вариантах развития, общий объем произведенной электроэнергии в 2010 году возрос по сравнению с 2000 г. более, чем в 1,2 раза (до 1070 млрд. кВт·ч), а по прогнозам к 2020 году это значение увеличится до 1365 млрд. кВт·ч. При умеренном сценарии развития

экономики России производство электроэнергии составит 1015 и 1215 млрд. кВт·ч соответственно [2].

По официальным данным ОАО «СО ЕЭС» потребление электроэнергии электротехническим комплексом России в 2015 году составило 1008,2 млрд. кВт·ч, что на 0,5 % меньше объема потребления в 2014 году. Потребление электроэнергии в целом по России в 2015 году составило 1036,4 млрд. кВт·ч, что на 0,4% меньше, чем в 2014 году.

Фактическое потребление электроэнергии в Российской Федерации в 2016 г. составило 1054,5 млрд. кВт·ч (по ЕЭС России – 1026,9 млрд. кВт·ч), что выше факта 2015 г. на 1,7% (по ЕЭС России – на 1,85%).

В 2016 г. производство электроэнергии генерирующими организациями России, включая электроэнергию, полученную на электростанциях промышленных предприятий, составила 1071,8 млрд. кВт·ч (по ЕЭС России – 1048,5 млрд. кВт·ч).

В то же время реализуется большое количество различных программ для экономии энергетических ресурсов [4].

В связи с введением реформ на рынке электроэнергии вопрос планирования и прогнозирования энергопотребления встает очень остро. Рыночные отношения предъявляют новые требования к производителям и потребителям электроэнергии. В частности, это касается качества продукции и прогноза потребления. Качество обеспечивается в первую очередь производителями, а ответственность за действия принятые на основе прогнозов ложится на потребителей. Нормальное функционирование электротехнического комплекса обеспечивается соответствием выработанной электроэнергии требуемым показателям и минимизацией погрешностей прогнозирования. Оперативное получение данных о намеченной нагрузке имеет значительное влияние на достижение оптимального режима электроэнергетической системы. Точность прогнозирования энергопотребления значительно влияет на итоговые технологические,

технические и экономические показатели электроэнергетической системы в условиях работы рынка электроэнергии [49].

Создание новой модели рынка электроэнергии и мощности позволило создать систему, где отражается реальная стоимость электроэнергии в стране [6,15,19].

В настоящее время основным регламентирующим документом является Постановление Правительства РФ № 1172 от 27 декабря 2010 года, которое определяет правила работы субъектов оптового рынка электроэнергии. Данное Постановление обязывает планировать объемы потребления электроэнергии и устанавливает ответственность за нарушение спланированных объемов: потребление в большую или меньшую сторону.

1.2. Проблемы прогнозирования объемов потребления электроэнергии

В настоящее время условия российского рынка электроэнергии предъявляют все более жесткие требования к объемам закупаемой и продаваемой электроэнергии, в соответствие с этим вопрос прогнозирования является фундаментальным для финансового планирования субъектов.

Проблема прогнозирования электропотребления заключается в том, что необходимо учесть огромное количество факторов, имеющих влияние на изменение энергопотребления.

На сегодняшний день проведено множество исследований по этой теме и создано большое количество моделей прогнозирования временных рядов. Продолжаются разработки для снижения погрешностей моделей прогнозирования временных рядов.

В связи с ужесточением требований к прогнозированию данная задача не только совершенствуется, но и усложняется.

Учитывается все большее количество факторов, используются новые методы, усложняются алгоритмы расчетов.

Актуальность проблемы очевидна, проведено большое количество исследований, как отечественных авторов, так и зарубежных. Среди наиболее известных отечественных авторов актуальны работы Бориссовой В.В., Бердина А.С., Веникова А.С., Готмана Н.Э, Кругловой В.В., Макоклюева Б.И., Надтока И.И., Седова А.В., Кудрина Б.И., Седовой А.В., Беляева Л.С, Гнатюка В.И, Степанов В.П., Старцевой Т.Б., Шумиловой Г.П., Baker A.B., Bunn D.W., Gupta P.C., Макарова А.А., Ведерникова А.С. и др. Исследователи данной проблемы внесли большой вклад в развитие моделей и методов прогнозирования энергорынка.

1.3. Цели и задачи прогнозирования для сетевой организации

Сегодня актуален вопрос создания модели прогнозирования объемов электропотребления для поставщиков электроэнергии с целью увеличения прибыли и эффективного распределения электроэнергии.

В связи с необходимостью создания запаса мощности, транспортировки электроэнергии и ее перераспределения важным вопросом является прогнозирование объемов электроэнергии необходимых конечному потребителю.

Перед сетевой организацией также как и перед генерирующей организацией ставится задача рассчитать необходимую нагрузку сетей и энергоблоков, на которую оказывают влияния различные возмущающие факторы: погода, климат, географическое положение, месяц года, время суток и экономические факторы. Предприятию необходимо получить из имеющихся данных наибольшую информацию и составить прогноз энергопотребления. Прогноз объемов потребления электроэнергии позволяет уменьшить риски при принятии решений [3,67-72].

Общее энергопотребление региона в целом зависит от внутренних изменений на предприятии, а также от изменений в секторе бытовых потребителей, которые оказывают влияние в целом на энергопотребление

всего региона. Все возмущающие изменения являются проблемой сбытовых предприятий, т.к. организация должна в полной мере удовлетворить потребности в электроэнергии.

Для прогнозирования энергопотребления необходимо пройти ряд этапов:

- осуществить графический или описательный анализ имеющейся исходной информации;
- исследовать полученные временные ряды информации;
- выбрать методы прогнозирования и составить модели прогноза с учетом влияния внешних факторов;
- оценить полученные прогнозные значения.

Не существует стандартного подхода к прогнозированию объемов потребления электроэнергии, так как каждое предприятие имеет свои специфические особенности.

Потребление электроэнергии имеет циклические, специфические и случайные составляющие. Приблизительно 70-80% всех изменений имеют циклические тенденции. Также одним из изучаемых факторов являются закономерности функционального характера. К данным закономерностям относят отклонения, объясняемые относительно известными факторами, являющиеся специфическими для каждого предприятия. Третьим компонентом прогноза являются случайные изменения. При прогнозировании эти изменения носят вероятностный характер [8].

Цель прогноза потребления электроэнергии является оценка графика мощности и нагрузки при оптимизации и оперативном управлении электропотреблением[22,23].

Характер изменения объемов потребления электроэнергии может зависеть от нескольких факторов. Например, от режима работы предприятия, обусловленного количеством смен и календарным графиком работы. Обычно потребляемая нагрузка в первой половине рабочего дня значительно выше, чем во второй из-за работы конструкторских бюро, проектных отделов, а

также работы технологического оборудования, не используемого в вечернее время. Еще одним фактором является естественный, т.е. метеоусловия, такие как температура, влажность, освещенность.

Потребление энергии зависит от режимов работы предприятия, его специфики и ряда факторов таких, как поставка сырья и комплектующих, работоспособность сотрудников. По крайней мере такой фактор как отопление, зависящее от температуры окружающего воздуха, можно определить заранее, с погрешностью 10-20 %. В летние периоды во время отсутствия централизованного теплоснабжения и в зимний период в случае недостаточного отопления используют электроотопление. Данный фактор можно считать случайной составляющей электрической нагрузки [94, 99].

На рисунке 1.1 приведены характерные графики изменения суточной нагрузки в различные сезоны.

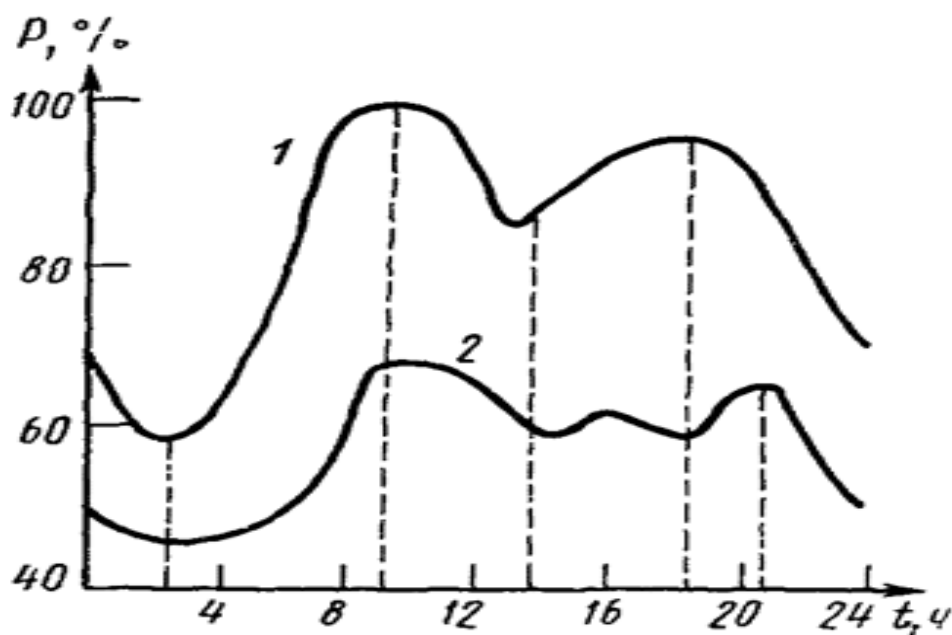


Рисунок 1.1 – Суточные графики нагрузки:

1 – рабочий день в зимний период; 2 – рабочий день в летний период.

В зависимости от срока, на который планируется величина энергопотребления, прогнозы делятся на оперативные (on-line) и неоперативные (off-line). В соответствии с современной терминологией в

литературе по прогнозированию и управлению в энергетике, используется следующая классификация интервалов прогнозирования [7,26-29,132-135]:

- оперативный прогноз – от нескольких минут до нескольких часов в пределах текущих суток;
- краткосрочный – от одних суток до десяти;
- среднесрочный – от месяца до нескольких месяцев;
- долгосрочный – от одного года до пяти лет;
- перспективный – на несколько лет и вперед.

Статистические методы прогнозирования являются наиболее распространенными и эффективными. Основой для составления прогнозной модели являются ретроспективные данные нагрузки, накопленные за несколько предшествующих лет и имеющие определенный тренд. Прогноз – проведение экстраполяции всех зависимостей на последующих год. [66,76-78]..

Уровень ожидаемого электропотребления по всей энергосистеме является одним из важнейших показателей при прогнозировании. Ошибка прогнозирования объемов потребления электроэнергии снижает экономические показатели предприятия и качество управления им. Заниженные спрогнозированные значения электропотребления приводят к использованию дорогостоящего электрооборудования для предотвращения аварийных ситуаций. Спрогнозированные значения электропотребления, которые в итоге оказываются завышенными, сводятся к экономическим затратам на содержание и обслуживание дорогостоящих излишних мощностей.

Для определения необходимых объемов электроэнергии генерирующие компании занимаются процессом планирования электропотребления. Энергосбытовые компании занимаются планированием потребления электроэнергии необходимой для отдельных потребителей, обслуживанием которых они занимаются. Для обеспечения минимального расхода электроэнергии, предотвращения перегрузок на электрооборудовании и в

электросетях, а также ухудшения качества электроэнергии энергосистемам необходимо повышать точность прогноза [84,87,112].

Прогнозные значения электропотребления являются опорными показателями для планирования балансов электроэнергии. Особенностью энергосистем является необходимость постоянного поддержания баланса электроэнергии, а именно точного соответствия сгенерированных мощностей уровню электропотребления. Основными задачами баланса электроэнергии являются:

- удовлетворение потребителей необходимыми объемами электроэнергии;
- гарантия надежного электроснабжения потребителей;
- сокращение затрат на производство и транспортировку электроэнергии;
- поддержание качества электрической энергии.

1.4 Обзор известных методов прогнозирования объемов потребления электрической энергии

Термин «метод прогнозирования» используется очень широко от простейших расчетов до процедур многошаговых экспертных опросов, а также как способ теоретического и практического действия [36].

Достоверность прогноза напрямую зависит от использования методик и моделей расчетов. В настоящее время существует значительное количество различных методов и моделей составления прогноза потребления электроэнергии. Но практическое применение в качестве основных методов прогнозирования находят 15-20 методов. Для краткосрочных и долгосрочных прогнозов используются разные методы прогнозирования, которые ориентированы на различные задачи и используют специализированные базы данных [24].

В современных источниках литературы представлены различные виды классификации методов прогнозирования.

На рисунке 1.2 приведена одна из наиболее распространенных классификаций методов прогнозирования.

При составлении классификации методов прогнозирования необходимо учитывать, что систематизация должна определяться сущностью объекта прогнозирования, тенденциями его развития и их закономерностями [5,45-47,79-81].

В качестве исследовательского мероприятия задачей прогнозирования является определение возможного будущего развития и выбор наиболее оптимального варианта. Цель данного этапа – выявление широкого спектра возможных вариантов, представляющих из себя одну или несколько научно-технических проблем, необходимые решить за прогнозируемый период.

Программная сторона вопроса прогнозирования заключается в нахождении различных путей получения требуемых результатов; установления времени реализации каждого из вариантов и степени их достоверности.

Организационный аспект заключается в комплексе организационно-технических мероприятий, достигающих определенного результата по какому-либо варианту развития.

Данная сторона вопроса определяется наличием финансовых ресурсов и имеющегося научного потенциала. На данном этапе обосновывается необходимость затрат экономических ресурсов на проведение работ по прогнозированию, формулируется гипотеза, дается вероятностная оценка распределения возможностей и перспективам развития научного потенциала.

Общие методы прогнозирования можно разделить на четыре крупные группы:

- методы экспертных оценок;
- методы экстраполяции;
- методы регрессионного анализа;
- методы нейронных сетей.

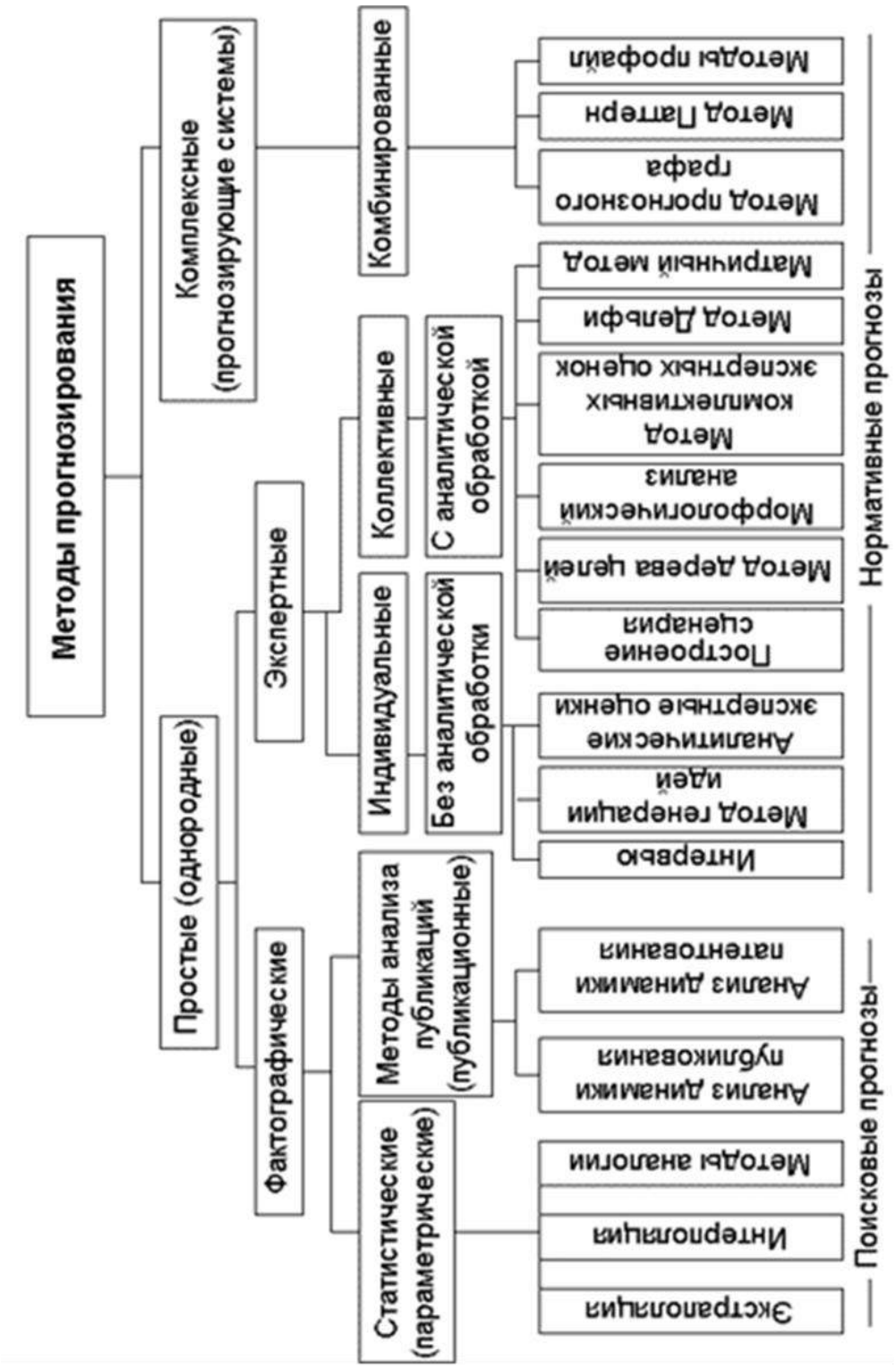


Рисунок 1.2 – Классификация методов прогнозирования

В таблице 1.1. приведены общие характеристики методов прогнозирования.

Таблица 1.1 Общие параметры методов прогнозирования

Методы	Характеристика	Разновидности
Экспертные оценки	Прогноз проводится на основе субъективных знаний эксперта и его интуиции. Применяется для краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного прогнозирования.	Индивидуальные и коллективные экспертные оценки.
Экстраполяция	Основывается на статистических данных определенного параметра, тенденции его изменения. Применяется при минимальном числе изменений. Для каждого объекта создается отдельный прогноз.	Метод скользящего среднего. Метод экспоненциального сглаживания.
Регрессионный анализ	Исследует корреляционную зависимость параметров. Преимущественно используется в среднесрочном прогнозе.	
Нейронные сети	Метод основан на совокупности нейронов и их связей. Имеют возможность обучения на основе информации об окружающей среде. Преимущественно используется в краткосрочном прогнозе.	

Метод экспоненциального сглаживания [117] может быть использован как для сглаживания уровней временного ряда, так и для прогнозирования.

Данный метод отличается тем, что в процессе математических вычислений находится усредненное значение каждого наблюдения. Таким образом в процессе преобразований происходит сглаживание случайных выбросов. В данной процедуре используются значения с определенным весом. Вес каждого значения уменьшается по мере его удаления от рассматриваемого момента.

Сглаженное значение наблюдения ряда S_t на момент времени t определяется по формуле:

$$S_t = \alpha y_t + (1 - \alpha)S_{t-1}, \quad (1.1)$$

где α – сглаживающий параметр, характеризующий вес выравниваемого наблюдения, причем $0 < \alpha < 1$.

Обозначим $\beta = 1 - \alpha$, тогда формулу (1.1) можно записать в виде

$$S_t = \alpha y_t + \beta S_{t-1}. \quad (1.2)$$

Величину S_{t-1} в формуле (1.2) запишем в виде суммы фактического значения уровня y_{t-1} и сглаженного значения предшествующего ему наблюдения S_{t-2} , взятого с соответствующими весами.

Процесс такого разложения можно продолжить для членов S_{t-2} , S_{t-3} и т.д.

$$S_t = \alpha y_t + \beta S_{t-1} = \alpha y_t + \beta(\alpha y_{t-1} + \beta S_{t-2}). \quad (1.3)$$

Делаем вывод, что сглаженное значение - это взвешенная сумма всех предшествующих уровней ряда.

Практическое применение метода экспоненциального сглаживания обуславливается некоторыми проблемами: определение сглаживающего параметра α и нахождение начального условия y_0 .

Численный параметр α определяет скорость уменьшения веса предыдущего наблюдения, а также их воздействие на сглаживаемый уровень.

При наличии данных об изменении процесса параметр y_0 определяется как их среднее значение, при отсутствии данных, то в качестве y_0 применяют исходное значение временного ряда y_1 .

Различные математики представляли совпадение математического ожидания и экспоненциальной средней временного ряда [37-39,73,103-107], при этом дисперсия экспоненциальной средней $D[S_t]$ меньше дисперсии временного ряда (σ_0^2):

$$D[S_t] = \frac{\alpha}{2-\alpha} \sigma_0^2. \quad (1.4)$$

Из (1.4) видно, что с уменьшением значения α дисперсия экспоненциальной средней уменьшается. Таким образом, экспоненциальная средняя выполняет функцию «фильтра», поглощающего колебания временного ряда.

Можно сделать вывод, что необходимо увеличивать вес последних наблюдений повышением параметра α , согласно (1.2), при этом для сглаживания случайных «выбросов» величину α требуется снижать.

Данные требования противоречат друг другу. Поиск значения параметра сглаживания α порой осуществляется путем перебора. На этом этапе применяется то значение α , в результате которого получается минимальная дисперсия ошибки.

Модель экспоненциального сглаживания имеет вид:

$$\hat{y}_t(t) = \hat{\alpha}_{1,t}. \quad (1.5)$$

Вычисленная величина параметра $\hat{\alpha}_{1,t}$ является оценкой существующей, но неизвестной величины $\hat{\alpha}_{1,t}$.

Параметр модели $\hat{\alpha}_{1,t}$ определяется экспоненциальной средней

$$\hat{\alpha}_{1,t} = S_t. \quad (1.6)$$

$$S_0 = \hat{\alpha}_{1,t}. \quad (1.7)$$

Соотношение (1.1) после элементарного преобразования может быть записано в виде

$$S_t = S_{t-1} + \alpha(y_t - S_{t-1}). \quad (1.8)$$

Полагая, что величина $(y_t - S_{t-1})$ есть погрешность прогноза сделанного в момент времени $t-1$, на момент времени t , получаем величину нового прогноза (на момент времени $t+1$), как результат корректировки предыдущего прогноза с учетом его ошибки. В этом заключается адаптация модели.

В качестве ошибки модели будем использовать сумму квадратов ошибок SSE

$$SSE = \sum_{t=1}^n \varepsilon_t^2. \quad (1.9)$$

Качество модели определяется величиной ошибки SSE зависит от величины коэффициента адаптации α , поэтому существует возможность подбора α таким образом, чтобы ошибка была минимальной.

После того, как были вычислены экспоненциальные средние S_t по формуле (1.1), они сами образуют временной ряд. Обозначим его члены через $S_t^{(1)}$. Верхний индекс показывает, что это результат первого сглаживания. Этот ряд можно сгладить еще раз, воспользовавшись формулой, аналогичной формуле (1.1):

$$S_t^{(1)} = \alpha S_t^{(1)} + \beta S_{t-1}^{(2)}. \quad (1.10)$$

Полученный сглаженный ряд $S_t^{(2)}$ по отношению к исходному является дважды сглаженным исходным, поэтому его называют экспоненциальной средней второго порядка.

Экспоненциальная средняя $S_t^{(k)}$ порядка k определяется соотношением

$$S_t^{(k)} = \alpha S_t^{(k-1)} + \beta S_{t-1}^{(k)}. \quad (1.11)$$

Если тренд исследуемого процесса описывается полиномом степени p , то прогноз на τ - шагов вперед осуществляется по формуле (14).

$$\hat{y}_\tau(t) = \hat{\alpha}_1 + \hat{\alpha}_1 \tau + \hat{\alpha}_2 \tau^2 + \hat{\alpha}_3 \tau^3 + \dots + \hat{\alpha}_{p+1} \tau^p, \quad (1.12)$$

где $\hat{\alpha}_1, \hat{\alpha}_2, \hat{\alpha}_3, \hat{\alpha}_{p+1}$ – коэффициенты полинома.

Вычисление по этим моделям можно улучшить за счет выбора параметра сглаживания α . Этот выбор можно сделать или методом сплошного перебора или путем решения соответствующей оптимизационной задачи, целью которой является уменьшение ошибки модели[113,138-140].

Существует также модель Хольта, по которой прогноз на τ шагов вперед определяется выражением:

$$\hat{y}_\tau(t) = (\hat{\alpha}_{1,\tau} + \tau \hat{\alpha}_{2,\tau}). \quad (1.13)$$

В этой модели прогнозные оценки зависят от прошлых и текущих уровней временного ряда, начальных значений коэффициентов $\hat{\alpha}_{1,0}$ и $\hat{\alpha}_{2,0}$, и параметров адаптации α_1, α_2 .

Одной из модификаций метода экспоненциального сглаживания для сезонных рядов является метод Хольта-Уинтерса. В качестве модели ряда используется его представление в виде комбинации линейного тренда с сезонной составляющей, наложенной мультипликативно.

Прогноз по модели Хольта-Уинтерса на τ шагов вперед определяется выражением:

$$\hat{y}_\tau(t) = (\hat{\alpha}_{1,\tau} + \tau \hat{\alpha}_{2,\tau}) \hat{f}_{t-1+\tau}, \quad (1.14)$$

где $\hat{f}_{t-1+\tau}$ - характеристики мультипликативного сезонного фактора.

В этой модели прогнозные оценки зависят от прошлых и текущих уровней временного ряда, начальных значений коэффициентов $\hat{\alpha}_{1,0}$ и $\hat{\alpha}_{2,0}$, значения сезонного фактора ($\hat{f}_{t-1+\tau}$) для каждой фазы цикла и параметра адаптации α_1, α_2 .

При прогнозировании, в том числе и потребления электроэнергии, используют также регрессионный анализ[100-101,143-145].

Задача прогнозирования предполагает использование уравнений регрессии для оценки значений прогнозируемого показателя вне диапазона фактических наблюдений, на основе которого получено уравнение регрессии[11-14].

Регрессия - изменение функции в зависимости от изменений других аргументов. Целью регрессионного анализа является предсказание по значениям одного параметра соответствующее значение другого [109-111,137]. При некотором количестве пар значений переменных возможно установить степень и характер регрессии.

Регрессионный анализ применяется при определении:

1. Формы зависимостей между переменными.
2. Функции регрессии (каково влияние на зависимую переменную основных факторов при прочих равных условиях).
3. Прогностической оценки неизвестных значений зависимой переменной. Возможно определение значений зависимой переменной внутри диапазона заданных значений независимых переменных (интерполяция) или вне заданного интервала (экстраполяция)

Простая линейная регрессия – это зависимость признака от одной независимой переменной [90,97,141].

Уравнение регрессии в общем виде выглядит так:

$$y_i - \bar{y} = b(x_i - \bar{x}) + \varepsilon_i,$$

где y_i - значение i -го наблюдения зависимой переменной ($i=1,...,n$); x_i – значение соответствующей независимой переменной; $\bar{x}$ и $\bar{y}$ – средние по n наблюдениям; b – коэффициент пропорциональности; ε_i – ошибка.

Метод наименьших квадратов применяется для определения параметров наиболее согласуемых с фактическими данными, и определяется системой уравнений:

$$\begin{bmatrix} n & \sum x_i \\ \sum x_i & \sum x_i^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a \\ b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum y_i \\ \sum x_i y_i \end{bmatrix},$$

$$\text{Где } \hat{b} = \frac{n \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2},$$

$$\hat{a} = \bar{y} - \hat{b} \bar{x}$$

Наблюдаемое значение y_i выглядит как

$$y_i = \hat{a} + \hat{b}x_i + \varepsilon_i,$$

где ε_i - возмущающая переменная, включающая влияние неучтенных факторов.

При определении воздействия, оказывающего одной переменной на другую, необходимо рассчитать коэффициент регрессии. Коэффициент регрессии – это отношение ковариансы независимой и зависимой переменными к ковариансе независимой переменной[42,136]. Данный коэффициент отражает среднее значение изменения зависимой переменной при изменении независимой на одну единицу. Положительное значение коэффициента регрессии определяет последовательное изменение зависимой переменной при увеличении аргумента. Отрицательный коэффициент появляется, когда зависимая переменная уменьшается с увеличением независимой.

Так как на любой параметр могут оказывать влияние одновременно несколько факторов. В связи с этим задача регрессии определение зависимости одной переменной от нескольких других переменных в условиях определенного места и периода [51,122-123].

По факту существования линейных взаимосвязей между переменными, общее уравнение множественной регрессии выглядит следующим образом:

$$y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + \dots b_mx_m + \varepsilon,$$

где $b_1, b_2, \dots, b_m$ - коэффициенты регрессии.

Алгоритм регрессионного анализа состоит из нескольких этапов:

1. Постановка проблемы. Определение явлений и процессов, среди которых необходимо найти зависимость.
2. Определение переменных, их классификация.
3. Определение принципа сбора данных и объем выборки.
4. Определение гипотезы о связи параметров, проверки предпосылок.
5. Определение численных величин параметров уравнения регрессии.
6. Определение точности регрессионного анализа. Расчет ошибок прогнозирования.
7. Оценка результатов расчетов.

Регрессионный анализ дает более широкую оценку влияния переменных друг на друга, а также позволяет принимать во внимание природу изучаемого процесса. В связи с этим регрессионный анализ находит широкое применение при прогнозировании и планировании [40,88,142].

Отличительная особенность методов регрессионного анализа от методов экстраполяции заключается в создании прогностической модели, описывающей зависимость исследуемого параметра от возмущающих факторов, тем временем экстраполяционные методы основываются только на предшествующем опыте, которые проецируются на будущее [1,10].

Основой этих методов является понятие корреляционной связи.

При прогнозировании некоторых показателей следует учитывать наличие устойчивой связи исследуемого признака с его значениями в прошлом и будущем.

Взаимосвязь между последовательными элементами динамического ряда представляет частный случай корреляционной зависимости и носит название автокорреляции.

1.5. Сравнительный анализ методов прогнозирования

Известно большое количество методов прогнозирования. Для выбора оптимального метода для построения прогнозной модели электропотребления необходимо знать цель прогноза, интервал и точность прогнозирования, адаптивность модели и ее быстроедействие.

Каждый метод имеет свои достоинства и недостатки, представленные в табл.1.1 [50,56].

Таблица 1.2 – Анализ методов прогнозирования

Метод прогнозирования	Достоинства	Недостатки
Адаптивный метод	1. Возможность учета текущего изменения	1. Увеличение числа параметров придает

	характеристик, изучаемых временных процессов. 2. Способность отражения новой информации в прогнозах с небольшим отставанием. 3. Учитывает вновь поступившую информацию, позволяет обновлять прогнозы с минимальной задержкой.	системе излишнюю чувствительность, что приводит к ухудшению получаемых прогнозов. 2. Условное деление моделей прогнозирования на адаптивные и неадаптивные.
Регрессионная модель	1. Простота вычислительных алгоритмов. 2. Наглядность и интерпретируемость результатов.	1. Невысокая точность прогноза. 2. Субъективный характер выбора вида конкретной зависимости. 3. Отсутствие объяснительной функции.
Экспертные методы	1. Возможность получения новой информации на основе интуитивных решений и уровня квалификации эксперта. 2. Способность	1. Точность и достоверность полученных результатов зависит от подготовленности эксперта. 2. Необходимость в

	нахождения конкретных значений процесса по качественным показателям при отсутствии базы данных. 3. Быстрота получения результатов.	профессионально-подготовленных специалистах. 3. Трудоемкость сбора данных 4. Субъективность метода.
--	---	---

Практика показывает, что нет совершенного метода, который смог бы учесть все особенности прогнозирования и факторы, оказывающие существенное воздействие на изменение объемов электропотребления.

1.6 Методика прогнозирования электропотребления сетевой компании «Ульяновская городская электросеть»

Прогнозный баланс для предприятия разрабатывается по каждому месяцу года для условий температурной нормы.

Исходными данными для формирования месячных объемов электропотребления и максимумов потребления мощности по энергосистемам в прогнозном балансе являются показатели соответствующего года планирования.

Разбивка прогнозных объемов годового потребления электроэнергии по энергосистеме выполняется по месяцам планирования с использованием долевых коэффициентов потребления.

Базовым периодом для расчета долевых коэффициентов потребления для энергосистемы являются три календарных года, предшествующих году, в котором осуществляется прогнозирование. Долевые коэффициенты электропотребления для каждого месяца периода прогнозирования рассчитываются как среднеарифметическое значение фактических долевых

коэффициентов K_{ij} соответствующего месяца i в каждом году j базового периода:

$$K_i^{расч} = \frac{\sum_{j=1}^3 K_{ij}}{3}.$$

Фактические долевые коэффициенты потребления для каждого месяца соответствующего года базового периода определяются как отношение электропотребления соответствующего месяца к суммарному приведенному объему электропотребления энергосистемы за соответствующий год:

$$K_{ij} = \frac{\mathcal{E}_{ij}^t}{\sum_{i=1}^{12} \mathcal{E}_{ij}^t},$$

где $\mathcal{E}_{ij}^t$ – приведенное фактическое потребление электроэнергии энергосистемы в месяце i года j .

При наличии в каком-либо году базового периода существенных отклонений потребления электроэнергии энергосистемы, имеющих место в течение продолжительного периода времени (более трех месяцев), данный год базового периода должен быть исключен из расчетов долевых коэффициентов потребления.

Данное требование не распространяется на случаи выявления существенных отклонений потребления электроэнергии в последнем году базового периода:

а) связанных с вводом нового потребителя или увеличением электропотребления существующего крупного потребителя – в указанном случае применяется порядок расчета долевых коэффициентов потребления по месяцам последнего года базового периода

$$K_i = \frac{\mathcal{E}_i^t - \Delta \mathcal{E}_i}{\sum_{i=1}^{12} \mathcal{E}_i^t - \sum_i \Delta \mathcal{E}_i},$$

где $\Delta\mathcal{E}_i$ – величина фактического увеличения потребления электроэнергии в месяце i последнего базового года, связанная с вводом нового потребителя или увеличением электропотребления существующего крупного потребителя; $\sum_i \Delta\mathcal{E}_i$ – суммарный объем фактического увеличения потребления электроэнергии в последнем году базового периода, связанный с вводом нового потребителя или увеличением электропотребления существующего крупного потребителя

б) связанных со снижением электропотребления или прекращением функционирования крупного потребителя – в указанном случае применяется порядок расчета долевых коэффициентов потребления

$$K_i = \frac{\mathcal{E}_i^t - \mathcal{E}_i^{KP}}{\sum_{i=1}^{12} \mathcal{E}_i^t - \sum_i \mathcal{E}_i^{KP}},$$

где $\mathcal{E}_i^{KP}$ – величина фактического потребления электроэнергии рассматриваемого крупного потребителя в месяце i последнего базового года; $\sum_i \mathcal{E}_i^{KP}$ – фактический годовой объем потребления электроэнергии рассматриваемым крупным потребителем в последнем году базового периода.

В общем случае прогнозные месячные объемы потребления электроэнергии для энергосистемы определяются по формуле:

$$\mathcal{E}_i^{суб.прогн} = K_i^{расч} \times \mathcal{E}_{год}^{суб.прогн},$$

где $\mathcal{E}_i^{суб.прогн}$ – прогнозный объем электропотребления в месяце i прогнозного года; $K_i^{расч}$ – расчетный долевой коэффициент потребления в месяце i прогнозного года; $\mathcal{E}_{год}^{суб.прогн}$ – годовой объем потребления электроэнергии энергосистемы в планируемом году

Если в течение прогнозируемого года предполагается увеличение электропотребления или ввод крупного потребителя, определение прогнозных месячных объемов потребления осуществляется по формуле:

$$\mathcal{E}_i^{\text{суб.прогн}} = K_i^{\text{расч}} \times (\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{суб.расч}} - \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{суб.нов.}}) + \mathcal{E}_i^{\text{суб.нов.}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{суб.нов.}}$ – прогнозируемый годовой объем потребления электроэнергии крупного рассматриваемого потребителя;

$\mathcal{E}_i^{\text{суб.нов.}}$ – прогнозируемое потребление электроэнергии крупного рассматриваемого потребителя в месяце i .

Основной недостаток методики прогнозирования, используемой в МУП «Ульяновская городская электросеть», заключается в том, что ее погрешность достаточно высока.

1.7 Постановка задачи исследования

Проведенный выше анализ позволил сформулировать цели и задачи исследования.

Целью проводимого исследования является разработка методики прогноза потребления электрической энергии электротехническим комплексом (абонентами) сетевой компании, обеспечивающей уменьшение погрешности прогноза без привлечения специализированных пакетов программного обеспечения.

Для решения поставленной задачи необходимо:

1. Проанализировать структуру потребителей МУП «Ульяновская городская электросеть» и исходные данные для составления прогноза.
2. Выбрать метод или их совокупность, обеспечивающих погрешность среднесрочного и долгосрочного прогноза потребления электроэнергии абонентами сетевой компании не более 3 %.
3. Разработать методику и алгоритм расчета ожидаемого объема потребления электроэнергии сетевой компанией по исходным данным за 3 –

4 предыдущих года с помощью таких простейших средств, как калькулятор или электронные таблицы.

1.8 Выводы по первой главе

1. Разработка прогноза потребления электроэнергии электротехническим комплексом абонентов сетевой компании является актуальной научно-технической задачей.

2. Существующие методы прогнозирования не позволяют обеспечить требуемую точность расчетов.

3. При формировании прогноза необходимо учитывать особенности исследуемого электротехнического комплекса.

4. Сформулированы цели и задачи исследования, направленного на создание методики прогнозирования потребления электрической энергии электротехническим комплексом сетевой компании, обеспечивающей уменьшение погрешности прогноза без привлечения специализированных пакетов программного обеспечения.

2 АНАЛИЗ ДАННЫХ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В УЛЬЯНОВСКОЙ ГОРОДСКОЙ ЭЛЕКТРОСЕТИ И ВЫБОР МЕТОДОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

2.1 Структура электротехнического комплекса предприятия «Ульяновская городская электросеть»

Рассмотрим структуру электротехнического комплекса сетевой компании. В свете реформ электроэнергетики сегодня предприятие «Ульяновская городская электросеть», сокращённое наименование – МУП "УльГЭС" имеет статус сетевой организации, исполняющей функции по передаче электрической энергии посредством распределительной электрической сети напряжением 0,4-6-10 кВ. Электросетевой комплекс, находящийся в хозяйственном ведении предприятия, включает в себя:

- 50 распределительных пунктов;
- 879 трансформаторных подстанций;
- 44 переключательных пункта;
- 742 километра воздушных линий электропередач;
- 2307 километров кабельных линий электропередач.

В Российской Федерации промышленные предприятия потребляют 50-70% от общего объема вырабатываемой электроэнергии. Большинство таких предприятий в среднем потребляют мощности около 30-150 МВт.

К основным потребителям предприятия МУП «УльГЭС» относятся коммунально-бытовые потребители. Это различные объекты, расположенные в жилых районах города – административно-управленческие здания, жилые здания, торговые центры, общественные территории, объекты здравоохранения и образования и т.д.

Потребители электроэнергии непосредственно связаны с сетью (сетевой энергетической компанией). Эти две группы технических объектов влияют на работу друг друга и представляют единый комплекс.

Сетевая компания обеспечивают транспортировку электроэнергии потребителям. Основными ее составляющими являются: воздушные линии, кабельные линии, распределительные устройства, трансформаторные подстанции и т.д.

На рисунке 2.1 представлен фрагмент энергосхемы питания распределительной подстанции 108 (запитка ячейки № 12). Внешняя схема электроснабжения потребителей от представленной ТП выполнена в соответствии с требованиями РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» раздел 4 «Схемы электрических сетей», в частности:

1.Схема электроснабжения обеспечивает необходимую надежность электроснабжения потребителей;

2.Схема выполнена с условием, чтобы секции сборных шин 10 кВ на центре питания не включались в нормальном и послеаварийном режимах на параллельную работу через схему рассматриваемой ТП;

3.Нагрузочная способность линий и трансформаторов участвующих в схеме электроснабжения указанных потребителей определена расчетными режимами работы распределительной сети, с учетом перегрузочной способности оборудования и кабелей в послеаварийном режиме;

4.Распределительный пункт (РП-108), от которого осуществляется электроснабжение ТП, выполнен с одной секционированной системой сборных шин с питанием по взаимнорезервируемым линиям, подключенным к разным секциям на центре питания. На секционном выключателе РП-108 предусмотрено устройство автоматического включения резерва (АВР);

5.Внешняя схема электроснабжения потребителей – радиальная дуолучевая схема с двухсторонним питанием с подключением взаимнорезервирующих линий 0,4/10 кВ к разным независимым источникам питания.

```

{
    result[i].Месяц = data[i].Месяц;
    result[i].Прогноз = (int)((data[i].Год2015) * averengeKoeff);
    result[i].Ошибка = ((data[i].Год2016 - (double)result[i].Прогноз) / data[i].Год2016 *
100);
}
dataGridView1.DataSource = result;
dataGridView1.AutoSizeColumns();
}
private void chart1_Click(object sender, EventArgs e)
{
}
/*1
 * Обработка нажатия на кнопку расчёта
!*/
void computeResult()
{
    data = (DataStruct[])dataGridView.DataSource;
    Calcmark();
    if (hasCalculated == false)
        setupCharts();
    hasCalculated = true;
    if (radioButtonPrognosis.Checked == true)
    {
        chart1.Series.Clear();
        setupMarkCharting();
        drawMark();
    }
    if (radioButtonPowerconsumption.Checked == true)
    {
        chart1.Series.Clear();

```



```

        if (checkBoxPrognosis.Checked == true)
        {
            setupPrognosisCharting();
            drawPrognosis();
        }
        if (checkBoxFact.Checked == true)
        {
            setupFactCharting();
            drawFact();
        }
    }
}

private void button1_Click(object sender, EventArgs e)
{
    computeResult();
    dataGridView1.Columns[1].Visible = false;
    dataGridView1.Columns[2].Visible = false;
    dataGridView1.Columns[1].Visible = true;
    radioButtonPowerconsumption.Enabled = true;
    if (checkBoxCalcmark.Checked == true)
    {
        dataGridView1.Columns[2].Visible = true;
        radioButtonPrognosis.Enabled = true;
        radioButtonPrognosis.Checked = true;
        if (radioButtonPowerconsumption.Checked == true)
        {
            checkBoxFact.Enabled = true;
            checkBoxFact.Checked = true;
        }
    }
}

```

```

else
{
    radioButtonPowerconsumption.Checked = true;
    checkBoxFact.Enabled = false;
    checkBoxFact.Checked = false;
}
numericMarkMax.Enabled = true;
numericMarkMin.Enabled = true;
}

private void label1_Click(object sender, EventArgs e)
{
}

private void label3_Click(object sender, EventArgs e)
{
}

/*!
 * обработка изменения минимального значения оси
!*/

private void numericMarkMin_ValueChanged(object sender, EventArgs e)
{
    if (numericMarkMin.Value >= numericMarkMax.Value)
    {
        numericMarkMin.Value = 0;
        return;
    }

    chart1.ChartAreas[0].AxisY.Minimum = (double)numericMarkMin.Value;
    chart1.ChartAreas[0].AxisY.Maximum = (double)numericMarkMax.Value;
}

/*!
 * обработка изменения максимального значения оси

```

```

!*/

private void numericMarkMax_ValueChanged(object sender, EventArgs e)
{
    if(numericMarkMax.Value <= numericMarkMin.Value)
    {
        numericMarkMax.Value = 0;
        return;
    }

    chart1.ChartAreas[0].AxisY.Maximum = (double)numericMarkMax.Value;
    chart1.ChartAreas[0].AxisY.Minimum = (double)numericMarkMin.Value;
}

private void label3_Click_1(object sender, EventArgs e)
{
}

!*/

* обработка выбора кнопки выбора отображения ошибки
!*/

private void radioButtonPrognosis_CheckedChanged(object sender, EventArgs e)
{
    m_interval = markStep;
    numericMarkMin.Increment = m_interval;
    numericMarkMax.Increment = m_interval;
    numericMarkMax.Maximum = (decimal)100.0;
    numericMarkMax.Minimum = (decimal)-100.0;
    numericMarkMin.Maximum = (decimal)100.0;
    numericMarkMin.Minimum = (decimal)-100.0;
    numericMarkMax.Value = (decimal)3.2;
    numericMarkMin.Value = (decimal)-1.5;

    chart1.Series.Clear();
}

```

```

        setupMarkCharting();
        drawMark();
        checkBoxFact.Enabled = false;
        checkBoxPrognosis.Enabled = false;
    }
    /*!
    * обработка выбора кнопки выбора отображения значений потребления
    !*/
    private void radioButtonPowerconsumption_CheckedChanged(object sender, EventArgs e)
    {
        checkBoxFact.Enabled = true;
        checkBoxPrognosis.Enabled = true;
        m_interval = energiStep;
        numericMarkMin.Increment = m_interval;
        numericMarkMax.Increment = m_interval;
        numericMarkMax.Maximum = (decimal)10000000000.0;
        numericMarkMax.Minimum = (decimal)0.0;
        numericMarkMin.Maximum = (decimal)10000000000.0;
        numericMarkMin.Minimum = (decimal)0.0;
        numericMarkMax.Value = (decimal)1300000000.0;
        numericMarkMin.Value = (decimal)800000000.0;

        chart1.Series.Clear();
        if (checkBoxPrognosis.Checked == true)
        {
            setupPrognosisCharting();
            drawPrognosis();
        }
        if (checkBoxFact.Checked == true)
        {

```

```

        setupFactCharting();
        drawFact();
    }
}
/*!
 * добавление на графика прогнозируемых значения
 !*/

private void checkBoxPrognosis_CheckedChanged(object sender, EventArgs e)
{
    if (checkBoxPrognosis.Checked == false)
    {
        System.Windows.Forms.DataVisualization.Charting.Series series1 =
chart1.Series["Прогноз"];
        chart1.Series.Remove(series1);
    }
    else
    {
        setupPrognosisCharting();
        drawPrognosis();
    }
}
/*!
 * добавление графика фактических значений
 !*/

private void checkBoxFact_CheckedChanged(object sender, EventArgs e)
{
    if (checkBoxFact.Checked == false)
    {
        System.Windows.Forms.DataVisualization.Charting.Series series1 =
chart1.Series["Фактическое значение"];
        chart1.Series.Remove(series1);
    }
}

```

```

    }
else
{
    setupFactCharting();
    drawFact();
}
}

private void checkBoxCalcPronosis_CheckedChanged(object sender, EventArgs e)
{
    if (dataGridView1.DataSource == null)
        return;
}

private void checkBoxCalcmark_CheckedChanged(object sender, EventArgs e)
{
    if (checkBoxCalcmark.Checked == true)
    {
        if (dataGridView1.DataSource != null)
            dataGridView1.Columns[2].Visible = true;
        dataGridView1.Columns[4].Visible = true;
    }
else
{
    if (dataGridView1.DataSource != null)
        dataGridView1.Columns[2].Visible = true;
        dataGridView1.Columns[4].Visible = false;
        radioButtonPowerconsumption.Checked = true;
        radioButtonPrognosis.Enabled = false;
    }
    if (hasCalculated == true)
        button1.PerformClick();
}

```

```

    }

    private void dataGridView1_CellContentClick(object sender, DataGridViewCellEventArgs
e)
    {
    }

    private void dataGridView_CellValueChanged(object sender, DataGridViewCellEventArgs
e)
    {
    }

    private void dataGridView_CellEndEdit(object sender, DataGridViewCellEventArgs e)
    {
    }

    private void dataGridView_DataError(object sender, DataGridViewDataErrorEventArgs e)
    {
        if (((DataGridView)sender)[e.ColumnIndex, e.RowIndex].Value == null)
            ((DataGridView)sender)[e.ColumnIndex, e.RowIndex].Value = 0;
    }
}
}

```

```

using System;
using System.Collections.Generic;
using System.ComponentModel;
using System.Data;
using System.Drawing;
using System.Linq;
using System.Text;
using System.Windows.Forms;

```

```

namespace powerconsumption

```

```

{
    public partial class Form1 : Form
    {
        public Form1()
        {
            InitializeComponent();
            numericMarkMin.Value = (decimal)-1.5;
            numericMarkMax.Value = (decimal)3.2;
            radioButtonPrognosis.Enabled = false;
            radioButtonPowerconsumption.Enabled = false;
            numericMarkMax.Enabled = false;
            numericMarkMin.Enabled = false;
        }

        ResultData[] result;
        DataStruct[] data;
        bool hasCalculated = false;
        decimal markStep = (decimal)0.1;
        decimal energiStep = (decimal)500000.0;
        decimal m_interval = 0;

        /*!
         * Настройка размеров таблиц
        !*/

        void setupCharts()
        {
            dataGridView1.AutoSizeColumnsMode =
            DataGridViewAutoSizeColumnsMode.DisplayedCells;

            dataGridView.AutoSizeColumnsMode =
            DataGridViewAutoSizeColumnsMode.DisplayedCells;

            dataGridView1.Visible = true;

```



```

dataGridView1.AutoSizeColumns();

chart1.Visible = true;
}

/*!
 * Настройка параметров графика ошибок
!*/

void setupMarkCharting()
{
    chart1.Series.Add("Ошибка");

    chart1.Series["Ошибка"].Color = Color.Red;

    chart1.Series["Ошибка"].MarkerBorderWidth = 2;

    chart1.Series["Ошибка"].ChartType =
System.Windows.Forms.DataVisualization.Charting.SeriesChartType.Spline;

    chart1.Series["Ошибка"].LegendText = "График ошибки";

    chart1.Series["Ошибка"].XValueType =
System.Windows.Forms.DataVisualization.Charting.ChartValueType.String;


    chart1.ChartAreas[0].AxisX.Minimum = 1;
    chart1.ChartAreas[0].AxisX.Maximum = 12;
    chart1.ChartAreas[0].AxisY.Minimum = -1.5;
    chart1.ChartAreas[0].AxisY.Maximum = 3.2;
    chart1.ChartAreas[0].AxisX.Interval = 1;
}

/*!
 * Настройка графика прогноза на 2016й
!*/

void setupPrognosisCharting()
{
    chart1.Series.Add("Прогноз");

    chart1.Series["Прогноз"].Color = Color.Red;

    chart1.Series["Прогноз"].MarkerBorderWidth = 2;

```

```

        chart1.Series["Прогноз"].ChartType =
System.Windows.Forms.DataVisualization.Charting.SeriesChartType.Spline;

        chart1.Series["Прогноз"].LegendText = "График\нпрогнозирования";

        chart1.Series["Прогноз"].XValueType =
System.Windows.Forms.DataVisualization.Charting.ChartValueType.String;


        chart1.ChartAreas[0].AxisX.Minimum = 1;

        chart1.ChartAreas[0].AxisX.Maximum = 12;

        chart1.ChartAreas[0].AxisY.Minimum = 800000000;

        chart1.ChartAreas[0].AxisY.Maximum = 1250000000;

        chart1.ChartAreas[0].AxisX.Interval = 1;
    }

    /*!
    * Настройка графика отображения фактических значений за 2016й
    !*/

    void setupFactCharting()
    {
        chart1.Series.Add("Фактическое значение");

        chart1.Series["Фактическое значение"].Color = Color.Blue;

        chart1.Series["Фактическое значение"].MarkerBorderWidth = 2;

        chart1.Series["Фактическое значение"].ChartType =
System.Windows.Forms.DataVisualization.Charting.SeriesChartType.Spline;

        chart1.Series["Фактическое значение"].LegendText = "Фактическое\нзначение";

        chart1.Series["Фактическое значение"].XValueType =
System.Windows.Forms.DataVisualization.Charting.ChartValueType.String;


        chart1.ChartAreas[0].AxisX.Minimum = 1;

        chart1.ChartAreas[0].AxisX.Maximum = 12;

        chart1.ChartAreas[0].AxisY.Minimum = 800000000;

        chart1.ChartAreas[0].AxisY.Maximum = 1250000000;

        chart1.ChartAreas[0].AxisX.Interval = 1;
    }

```

```

    /*!
    * Отрисовка графика ошибок
    !*/

    void drawMark()
    {
        for (int i = 0; i < result.Length; i++)
        {
            chart1.Series["Ошибка"].Points.AddXY(data[i].Месяц, result[i].Ошибка);
        }
    }

    /*!
    * Отрисовка графика прогноза
    !*/

    void drawPrognosis()
    {
        for (int i = 0; i < result.Length; i++)
        {
            chart1.Series["Прогноз"].Points.AddXY(data[i].Месяц, result[i].Прогноз);
        }
    }

    /*!
    * Отрисовка графика фактических значений
    !*/

    void drawFact()
    {
        for (int i = 0; i < result.Length; i++)
        {
            chart1.Series["Фактическое значение"].Points.AddXY(data[i].Месяц,
data[i].Год2016);
        }
    }

```

```

/*!
 * вычисление ошибки и прогноза
!*/

private void Calcmark()
{
    DataStruct[] data = (DataStruct[])dataGridView.DataSource;
    double[] coeffTwoEarsAgo = new double[data.Length];
    double averengeKoeff = 0.0;
    Array.Resize<ResultData>(ref result, data.Length);
    for (int i = 0; i < data.Length; i++)
    {
        coeffTwoEarsAgo[i] = (double)(data[i].Год2015) / (double)(data[i].Год2014);
        averengeKoeff += coeffTwoEarsAgo[i];
        result[i] = new ResultData();
    }
    averengeKoeff /= data.Length;
    for (int i = 0; i < data.Length; i++)
    {
        result[i].Месяц = data[i].Месяц;
        result[i].Прогноз = (int)((data[i].Год2015) * averengeKoeff);
        result[i].Ошибка = ((data[i].Год2016 - (double)result[i].Прогноз) / data[i].Год2016 *
100);
    }
    dataGridView1.DataSource = result;
    dataGridView1.AutoSizeColumns();
}

private void chart1_Click(object sender, EventArgs e)
{
}

/*1
 * Обработка нажатия на кнопку расчёта

```

```

!*/
void computeResult()
{
    data = (DataStruct[])dataGridView.DataSource;
    Calcmark();
    if (hasCalculated == false)
        setupCharts();
    hasCalculated = true;
    if (radioButtonPrognosis.Checked == true)
    {
        chart1.Series.Clear();
        setupMarkCharting();
        drawMark();
    }
    if (radioButtonPowerconsumption.Checked == true)
    {
        chart1.Series.Clear();
        if (checkBoxPrognosis.Checked == true)
        {
            setupPrognosisCharting();
            drawPrognosis();
        }
        if (checkBoxFact.Checked == true)
        {
            setupFactCharting();
            drawFact();
        }
    }
}

private void button1_Click(object sender, EventArgs e)

```

```

{
    computeResult();
    dataGridView1.Columns[1].Visible = false;
    dataGridView1.Columns[2].Visible = false;
    dataGridView1.Columns[1].Visible = true;
    radioButtonPowerconsumption.Enabled = true;
    if (checkBoxCalcmark.Checked == true)
    {
        dataGridView1.Columns[2].Visible = true;
        radioButtonPrognosis.Enabled = true;
        radioButtonPrognosis.Checked = true;
        if (radioButtonPowerconsumption.Checked == true)
        {
            checkBoxFact.Enabled = true;
            checkBoxFact.Checked = true;
        }
    }
    else
    {
        radioButtonPowerconsumption.Checked = true;
        checkBoxFact.Enabled = false;
        checkBoxFact.Checked = false;
    }
    numericMarkMax.Enabled = true;
    numericMarkMin.Enabled = true;
}

private void label1_Click(object sender, EventArgs e)
{

```

```

}

private void label3_Click(object sender, EventArgs e)
{

}

/*!
 * обработка изменения минимального значения оси
 !*/

private void numericMarkMin_ValueChanged(object sender, EventArgs e)
{
    if (numericMarkMin.Value >= numericMarkMax.Value)
    {
        numericMarkMin.Value = 0;
        return;
    }
    chart1.ChartAreas[0].AxisY.Minimum = (double)numericMarkMin.Value;
    chart1.ChartAreas[0].AxisY.Maximum = (double)numericMarkMax.Value;

}

/*!
 * обработка изменения максимального значения оси
 !*/

private void numericMarkMax_ValueChanged(object sender, EventArgs e)
{
    if(numericMarkMax.Value <= numericMarkMin.Value)
    {
        numericMarkMax.Value = 0;
        return;
    }
}

```

```

chart1.ChartAreas[0].AxisY.Maximum = (double)numericMarkMax.Value;
chart1.ChartAreas[0].AxisY.Minimum = (double)numericMarkMin.Value;
}

private void label3_Click_1(object sender, EventArgs e)
{

}

/*!
 * обработка выбора кнопки выбора отображения ошибки
!*/

private void radioButtonPrognosis_CheckedChanged(object sender, EventArgs e)
{
    m_interval = markStep;
    numericMarkMin.Increment = m_interval;
    numericMarkMax.Increment = m_interval;
    numericMarkMax.Maximum = (decimal)100.0;
    numericMarkMax.Minimum = (decimal)-100.0;
    numericMarkMin.Maximum = (decimal)100.0;
    numericMarkMin.Minimum = (decimal)-100.0;
    numericMarkMax.Value = (decimal)3.2;
    numericMarkMin.Value = (decimal)-1.5;

    chart1.Series.Clear();
    setupMarkCharting();
    drawMark();
    checkBoxFact.Enabled = false;
    checkBoxPrognosis.Enabled = false;
}

/*!
```


* обработка выбора кнопки выбора отображения значений потребления

!*/

```
private void radioButtonPowerconsumption_CheckedChanged(object sender, EventArgs e)
{
    checkBoxFact.Enabled = true;
    checkBoxPrognosis.Enabled = true;
    m_interval = energiStep;
    numericMarkMin.Increment = m_interval;
    numericMarkMax.Increment = m_interval;
    numericMarkMax.Maximum = (decimal)10000000000.0;
    numericMarkMax.Minimum = (decimal)0.0;
    numericMarkMin.Maximum = (decimal)10000000000.0;
    numericMarkMin.Minimum = (decimal)0.0;
    numericMarkMax.Value = (decimal)130000000.0;
    numericMarkMin.Value = (decimal)80000000.0;

    chart1.Series.Clear();
    if (checkBoxPrognosis.Checked == true)
    {
        setupPrognosisCharting();
        drawPrognosis();
    }
    if (checkBoxFact.Checked == true)
    {
        setupFactCharting();
        drawFact();
    }
}

/*!
```

* добавление на графика прогнозируемых значения

```

!*/

private void checkBoxPrognosis_CheckedChanged(object sender, EventArgs e)
{
    if (checkBoxPrognosis.Checked == false)
    {
        System.Windows.Forms.DataVisualization.Charting.Series series1 =
chart1.Series["Прогноз"];
        chart1.Series.Remove(series1);
    }
    else
    {
        setupPrognosisCharting();
        drawPrognosis();
    }
}

/*!
 * добавление графика фактических значений
!*/

private void checkBoxFact_CheckedChanged(object sender, EventArgs e)
{
    if (checkBoxFact.Checked == false)
    {
        System.Windows.Forms.DataVisualization.Charting.Series series1 =
chart1.Series["Фактическое значение"];
        chart1.Series.Remove(series1);
    }
    else
    {
        setupFactCharting();
        drawFact();
    }
}

```

```
}
```

```
private void checkBoxCalcPronosis_CheckedChanged(object sender, EventArgs e)
```

```
{
```

```
    if (dataGridView1.DataSource == null)
```

```
        return;
```

```
}
```

```
private void checkBoxCalcmark_CheckedChanged(object sender, EventArgs e)
```

```
{
```

```
    if (checkBoxCalcmark.Checked == true)
```

```
    {
```

```
        if (dataGridView1.DataSource != null)
```

```
            dataGridView1.Columns[2].Visible = true;
```

```
            dataGridView1.Columns[4].Visible = true;
```

```
    }
```

```
    else
```

```
    {
```

```
        if (dataGridView1.DataSource != null)
```

```
            dataGridView1.Columns[2].Visible = true;
```

```
            dataGridView1.Columns[4].Visible = false;
```

```
            radioButtonPowerconsumption.Checked = true;
```

```
            radioButtonPrognosis.Enabled = false;
```

```
    }
```

```
    if (hasCalculated == true)
```

```
        button1.PerformClick();
```

```
}
```

```
private void dataGridView1_CellContentClick(object sender, DataGridViewCellEventArgs
```

```
e)
```

```
{
```

```
    }  
    private void dataGridView_CellValueChanged(object sender, DataGridViewCellEventArgs  
e)  
    {  
  
    }  
    private void dataGridView_CellEndEdit(object sender, DataGridViewCellEventArgs e)  
    {  
  
    }  
    private void dataGridView_DataError(object sender, DataGridViewDataErrorEventArgs e)  
    {  
        if (((DataGridView)sender)[e.ColumnIndex, e.RowIndex].Value == null)  
            ((DataGridView)sender)[e.ColumnIndex, e.RowIndex].Value = 0;  
    }  
    }  
}
```