

Оперативное прогнозирование потребления мощности в изолированных энергосистемах

БОНЧУК И.А.

Филиал АО "СО ЕЭС" Балтийское РДУ, Калининград, Россия

ЕРОХИН П.М.

УрФУ, Екатеринбург, Россия

Обеспечение устойчивого электроснабжения и качества электроэнергии при непрерывном управлении производством, передачей и распределением электроэнергии является основной целью диспетчерского центра любой энергосистемы, в том числе изолированной. В основе непрерывного управления лежит процесс планирования электроэнергетического режима. По его результатам диспетчерский центр за 8–10 ч до наступления планируемых суток доводит до субъекта электроэнергетики плановый диспетчерский график по выработке, передаче и потреблению мощности в почасовой (получасовой) разбивке. При оперативном управлении электроэнергетическим режимом дежурные диспетчеры выполняют корректировку (уточнение) планового диспетчерского графика. Потребление активной мощности в энергосистеме входит в число наиболее значимых уточняемых параметров. На примере Калининградской энергосистемы исследована возможность повышения точности оперативного прогноза активной мощности в изолированных энергосистемах. Проведен анализ методов прогнозирования потребления мощности. Исследовано влияние собственных нужд электростанций на общее потребление активной мощности в энергосистеме. Разработаны и предложены методические принципы оперативного прогнозирования потребления мощности, которые рекомендованы для включения в нормативную документацию в качестве методики. В основе методики лежит математическая модель, учитывающая скорость изменения потребляемой мощности в типовой день, прогнозные метеоданные и зависимость мощности потребления на собственные нужды электростанций от состава включенного генерирующего оборудования.

К л ю ч е в ы е с л о в а: оперативный прогноз, прогноз мощности, потребление, активная мощность, изолированная энергосистема, электроэнергетический режим

В изолированных энергосистемах (ЭС) поддержание непрерывного баланса активной мощности является сложной задачей, так как дефицит активной мощности, возникающий при аварийных отключениях генерирующего оборудования или потребителей, невозможно восполнить перетоками активной мощности по линиям электропередачи, связывающих ЭС с мощной сетью. Для повышения надежности электроснабжения потребителей в изолированных ЭС необходимо обеспечить качественное планирование электроэнергетического режима (ЭР) не только на предстоящие сутки, но и в текущих сутках.

Одним из главных показателей при планировании ЭР является уровень потребления активной мощности в ЭС, от которого зависит выбор режима работы электростанций и, как следствие, надежность работы всей ЭС.

Результатом планирования ЭР на предстоящие сутки является формирование планового диспетчерского графика (ПДГ) – основного инструмента управления режимом работы ЭС в текущих сутках [1]. Показателями ПДГ являются:

потребление активной мощности энергосистемы;
нагрузка электростанций;

объем резервов активной мощности (первичный, вторичный, третичный);

сальдо-перетоки активной мощности по контролируемым сечениям;

уровни напряжения в контрольных пунктах.

При управлении режимом работы энергосистемы ПДГ уточняется исходя из складывающихся режимно-балансовых условий. Выполняется оперативное прогнозирование потребления активной мощности на часовых (получасовых) интервалах упреждения и, как следствие, для обеспечения устойчивой работы ЭС в текущих сутках корректируется нагрузка на электростанциях и пересчитываются объемы оперативных резервов активной мощности (табл. 1) [2].

Оперативное прогнозирование потребления активной мощности позволяет выполнять оптимальную корректировку нагрузки на объектах генерации по критериям экономичности и надежного функционирования ЭС.

Вопросы прогнозирования потребления электроэнергии и мощности исследовались в научных работах многих российских и зарубежных ученых (Б.И. Кудрина, Б.И. Макоклюева, П.И. Бартоломея, Н.И. Воропая, С.К. Гурского, В.Г. Курбацкого, В.И. Доброжанова,

Таблица 1

Таблица 2

Методика определения оперативных резервов активной мощности

Methodology for determining the operating reserves of active power

Вид оперативного резерва		Методика определения
Вторичный	На загрузку	$B_3 = \max(P_{N-1ПА}; P_{УВ от ПА}; R)$
	На разгрузку	$B_p = R = k\sqrt{P_{ПОТР}}$
Третичный	На загрузку	$T_3 = B_3 + 2,5\% \cdot P_{ПОТР} + P_{N-2}$
	На разгрузку	$T_p = B_p + 2,5\% \cdot P_{ПОТР} + P_{МП}$

Примечание: $P_{N-1ПА}$ – небаланс по отключению генерирующего оборудования с учетом противоаварийной автоматики (ПА), МВт; $P_{УВ от ПА}$ – объем управляющих воздействий (УВ) от ПА на отключение генерирующего оборудования, МВт; $R = k\sqrt{P_{ПОТР}}$ – нерегулярное отклонение мощности ($P_{ПОТР}$ – активная мощность потребления; $k = 3$ или 6 – в зависимости от скорости изменения потребления); P_{N-2} – небаланс по отключению генерирующего оборудования после отключения генерирующего оборудования с учетом ПА, МВт; $P_{МП}$ – небаланс по отключению максимальной нагрузки потребителя, МВт.

В.И. Гордеева, А.В. Седова, В.П. Степанова, И.В. Жезеленко, Г.М. Каялова, А.С. Бердина, Е.Д. Farmer, D.W. Bunn, P.C. Gupta, A.B. Vaker и др.). В их трудах решение задачи оперативного прогнозирования потребления мощности представляется в виде математических моделей.

Особое внимание следует уделить работам Б.И. Макклюева, разработавшего систему прогнозирования электроэнергии и мощности [3], реализованную в программном комплексе, который успешно применяется Системным оператором Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»). Задача оперативного прогнозирования потребления мощности решается здесь путем выполнения многофакторного анализа:

Влияние небаланса активной мощности в энергосистемах с разной потребляемой мощностью
Influence of active power imbalance in power systems with different values of power consumption

Потребление, МВт	Небаланс активной мощности, МВт	Ошибка прогноза, %	Отклонение частоты, Гц
15000	±100	±0,7	±0,03
1000	±20	±2,0	±0,1

накопленной статистической базы знаний зависимости потребления активной мощности от метеоусловий; краткосрочного прогноза значения активной мощности, выполненного субъектом оперативно-диспетчерского управления (АО «СО ЕЭС»);

внешней прогнозной информации о динамике изменения потребления активной мощности крупных потребителей [4–6].

Данный подход позволяет выполнять оперативный прогноз мощности в объединенных ЭС с ошибкой менее 1,0% [4]. Для изолированных ЭС с небольшим электропотреблением (менее 1200 МВт) оперативный прогноз должен быть ещё более точным и качественным, так как даже незначительный небаланс активной мощности в таких ЭС приводит к большому отклонению частоты по сравнению с объединенными ЭС (табл. 2).

Для изолированных ЭС приведенная выше методика может быть дополнена значением потребления мощности на собственные нужды (СН) электростанций, составляющей 5–8% в балансе электропотребления (рис. 1) [7–11].

К 2025 г. ЭС стран Балтии планируют перейти в состав европейского энергообъединения UCTE, в резуль-

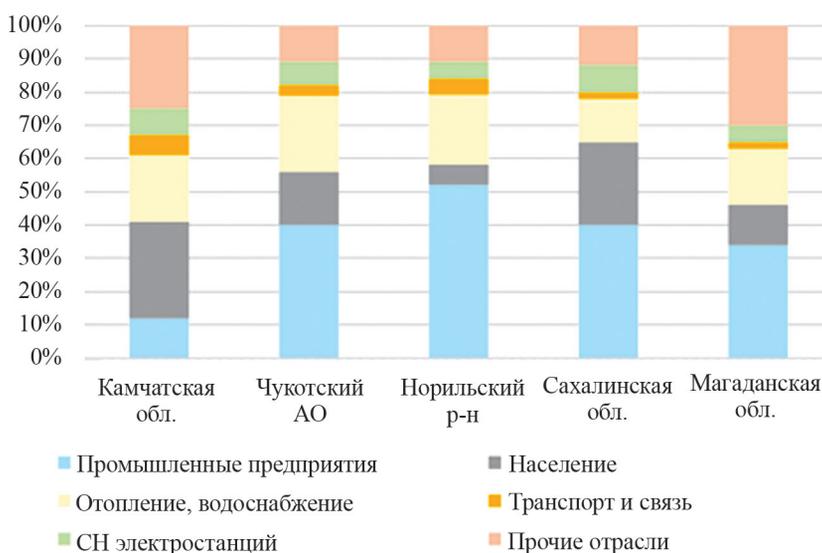


Рис. 1. Структура потребления электроэнергии в изолированных ЭС России
 Fig. 1. The structure of electricity consumption in isolated energy systems of Russia

тате чего ЭС Калининградской области будет функционировать изолированно от Единой энергетической системы России [12, 13]. Произойдет качественное изменение характера режима работы ЭС Калининградской области, однако характер электропотребления в регионе не изменится [14].

На случай изолированного режима работы ЭС Калининградской области в её диспетчерском центре (ДЦ) ведется работа по совершенствованию методики оперативного планирования ЭР, направленная на повышение точности оперативного прогноза мощности и оптимального распределения нагрузки на генерирующем оборудовании по критериям обеспеченности резервов активной мощности и экономичности выработки электроэнергии.

Объектом исследования является ЭС Калининградской области в условиях изолированной работы. Предмет исследования – оперативное прогнозирование графика потребления активной мощности. Цель – повышение точности определения прогнозного значения активной мощности в изолированных ЭС.

Поставленная цель предусматривает решение ряда задач, в том числе: анализ основных методов прогнозирования потребления мощности; исследование влияния

потребления активной мощности СН электростанций на общее потребление активной мощности в ЭС; разработка основ методики и алгоритма оперативного прогнозирования потребления мощности; проверка алгоритма.

Анализ основных методов прогнозирования электропотребления. Среди множества методов прогнозирования потребления мощности наибольшее распространение получили формализованные методы, анализ которых приведен в табл. 3 [15, 16].

В ходе анализа выявлена целесообразность учета при оперативном прогнозировании мощности следующих составляющих:

статистическое значение потребления активной мощности за предшествующий период (1–2 года, неделя назад);

влияние метеоусловий на потребление активной мощности (по статистическим данным);

учет прогнозных значений потребления активной мощности, полученных на этапе краткосрочного планирования ЭР (от субъекта оперативно-диспетчерского управления и от крупных потребителей);

влияние потребления активной мощности СН электростанций на потребление активной мощности в ЭС (по статистическим данным).

Таблица 3

Анализ формализованных методов прогнозирования потребления мощности
Analysis of formalized methods for forecasting power consumption

Название метода	Краткая характеристика	Инструментарий	Достоинства	Недостатки
Прогнозная экстраполяция	Сбор статистической тенденции изменения количественных характеристик исследуемой ЭС за период, в 2–3 раза больший срока прогнозирования	Метод наименьших квадратов; метод скользящей средней; метод экспоненциального сглаживания	Простота реализации прогнозной модели. Возможность прогнозирования с минимальным набором входящих параметров	Невозможность учета множественных параметров. Жесткая фиксация модели тренда
Регрессионный анализ	Соединяет методы исследования регрессионной зависимости между величинами по статистическим данным. Выполняется в два этапа: предварительная обработка данных и оценка степени близости	Метод наименьших квадратов; модели множественной регрессии; метод искусственных нейронных сетей	Возможность установить сложные нелинейные зависимости. Способность сети обучаться на предоставленных исходных данных. Адаптивность	Сложность при выборе числа скрытых слоев, определении количества нейронов в слое и необходимой скорости обучения. Возможен эффект «переобучение»
Адаптивные методы	В основе лежит модель рекурсивного гармонического процесса. Основные тенденции и факторы, выявленные в предыдущих периодах, останутся аналогичными	Метод Брауна; метод Хольта; метод Хольта–Уинтерса	Возможность получить более точный прогноз, чем при прогнозной экстраполяции	Применим при использовании очень длинных временных рядов
Прогнозирование на основе гибридных систем	Гибридная система состоит из 2-х и более интегрированных разнородных подсистем, которые объединены общей целью или совместными действиями	Генетический алгоритм	Использование нечетких нейронных сетей	Сложность реализации алгоритмов
Техноценоз	Включает ряд этапов, в состав которых входят процедуры рангового анализа, взаимосвязанные между собой	Методика построения ранговых распределений	Оптимальное отражение процесса функционирования объектов техноценоза в обозримом будущем	Прогноз с высокой точностью возможен на 1–2 года

Исследование влияния потребления активной мощности СН электростанций на общее потребление активной мощности в ЭС. Активная мощность, потребляемая системой СН, зависит от типа электростанции, вида топлива, типа и мощности турбин и других факторов (табл. 4) [17].

Так как в изолированных ЭС России функционируют тепловые электростанции и ГЭС, установленная мощность которых в среднем составляет 100 и 150 МВт соответственно, и максимальное потребление активной мощности в таких ЭС менее 1200 МВт [13], то при неучете в оперативном прогнозе потребления изменения мощности, потребляемой на СН, например для одной тепловой электростанции (3% установленной мощности электростанции), ошибка прогноза (1) потребления мощности в ЭС составит:

$$\Delta^i = \left| \frac{P_{\text{факт}}^i - P_{\text{прогноз}}^i}{P_{\text{прогноз}}^i} \right| 100\% = \left| \frac{1200 - 1197}{1197} \right| 100\% = 0,25\%, \quad (1)$$

где $P_{\text{факт}}^i$ – значение фактического потребления мощности в час i , МВт; $P_{\text{прогноз}}^i$ – значение прогнозного потребления мощности в час i , МВт.

Согласно исследованиям [5] установлено, что повышение качества прогнозирования потребления на 0,1% (в пределах месяца) снижает затраты на оплату отклонений от плана по поставкам электроэнергии на 3–5 млн руб. в год.

При исследовании влияния потребления активной мощности СН электростанций на общее потребление активной мощности в ЭС Калининградской области выявлено, что для электростанций газотурбинных и парогазового цикла потребление мощности СН в зависимости от включенного состава генерирующего оборудования в среднем может изменяться на 3,2 и 19,5 МВт соответственно (табл. 5, рис. 2).

Таким образом, при среднем потреблении ЭС Калининградской области 500 МВт и неучете потребления мощности на СН ошибка прогноза (1) может находиться в диапазоне от 0,64 до 3,99 %.

По результатам вышеприведенного исследования с учетом того, что доля потребляемой электроэнергии на СН электростанций в структуре баланса потребления электроэнергии ЭС Калининградской области в условиях изолированной работы будет составлять в среднем 6–8% общего потребления электроэнергии (рис. 3), очевидна необходимость учета потребления мощности на СН электростанций при оперативном прогнозировании. Учет этой величины позволит повысить точность прогноза потребляемой мощности.

Разработка методики оперативного прогнозирования потребления мощности. На основе проведенных исследований [14] для ЭС Калининградской области выявлены трендовые модели влияния основных метеофакторов (температура окружающего воздуха, осадки, облачность) на значение потребляемой мощности. Статистические методы обработки данных [18] позволяют уточнить полученные ранее трендовые модели прогнозного значения потребления активной мощности:

$$\begin{cases} P_i(T_i) = aT_i^2 + bT_i + c; \\ P_i(\theta_i) = d\theta_i + e; \\ P_i(\sigma_i) = f\sigma_i^2 + g\sigma_i + h, \end{cases} \quad (2)$$

где i – прогнозный час; P_i – прогнозное значение потребления мощности, МВт; T_i – прогнозная температура окружающего воздуха, °С; θ_i – прогнозная облачность, балл; σ_i – коэффициент прогнозных осадков.

На основе статистических значений активной мощности электропотребления за предшествующий период (1–2 года, неделя назад) определена скорость изменения потребляемой мощности характерных годового $\vartheta_{\text{ТП}}$ и недельного $\vartheta_{\text{ТП}}$ типовых дней (табл. 6). На основе прогнозных значений потребления активной мощности на предстоящий период (краткосрочное планирование, этап «ПДГ») определена скорость изменения прогноза потребляемой мощности крупных потребителей электроэнергии $\vartheta_{\text{КП}}$ и ДЦ ЭС $\vartheta_{\text{ДЦ}}$:

Таблица 4

Максимальное потребление мощности на собственные нужды электростанций [17]

Maximum power consumption for auxiliary needs of power plants [17]

Тип электростанции	Вид топлива	СН в % установленной мощности
Конденсационные электростанции	уголь	6–8
	газ	3–5
Теплофикационные электростанции	уголь	8–14
	газ	5–7
Гидроэлектростанции (ГЭС)	большой мощности	0,5–1
	малой и средней мощности	2–3

Таблица 5

Потребление мощности на собственные нужды электростанций
The power consumption for auxiliary needs of power plants

Электростанция	Номер состава	Включенный состав	Зима, МВт	Лето, МВт
Калининградская ТЭЦ-2 (КТЭЦ-2)	1	Блок 1, Блок 2	22,0	21,0
	2	Блок 1, Полублок 2	20,2	18,0
	3	Блок 2, Полублок 1	18,3	15,8
	4	Полублок 1, Полублок 2	16,1	14,0
	5	Блок 2	14,6	14,0
	6	Блок 1	13,5	13,0
	7	Полублок 1 (2)	10,1	9,7
	8	Блок 1 и Блок 2 (откл.)	3,3	3,2
Прегольская ТЭС	1	Блок1, Блок 2, Блок 3, Блок 4	20,2	
	2	Блок1, Блок 2, Блок 3	15,8	
	3	Блок1, Блок 2	11,3	
	4	Блок1 (2, 3, 4)	6,1	
	5	Блок1 и Блок 2 и Блок 3 и Блок 4 (откл.)	2,2	
Маяковская ТЭС	1	Блок1, Блок 2	4,8	
	2	Блок 1 (2)	2,5	
	3	Блок1 и Блок 2 (откл.)	0,5	
Талаховская ТЭС	1	Блок1, Блок 2	2,6	
	2	Блок 1 (2)	1,5	
	3	Блок1 и Блок 2 (откл.)	0,6	
Приморская ТЭС	1	Блок1, Блок 2, Блок 3	23,1	
	2	Блок1, Блок 2	15,4	
	3	Блок 1 (2, 3)	7,7	
	4	Блок1 и Блок 2 и Блок 3 (откл.)	1,3	

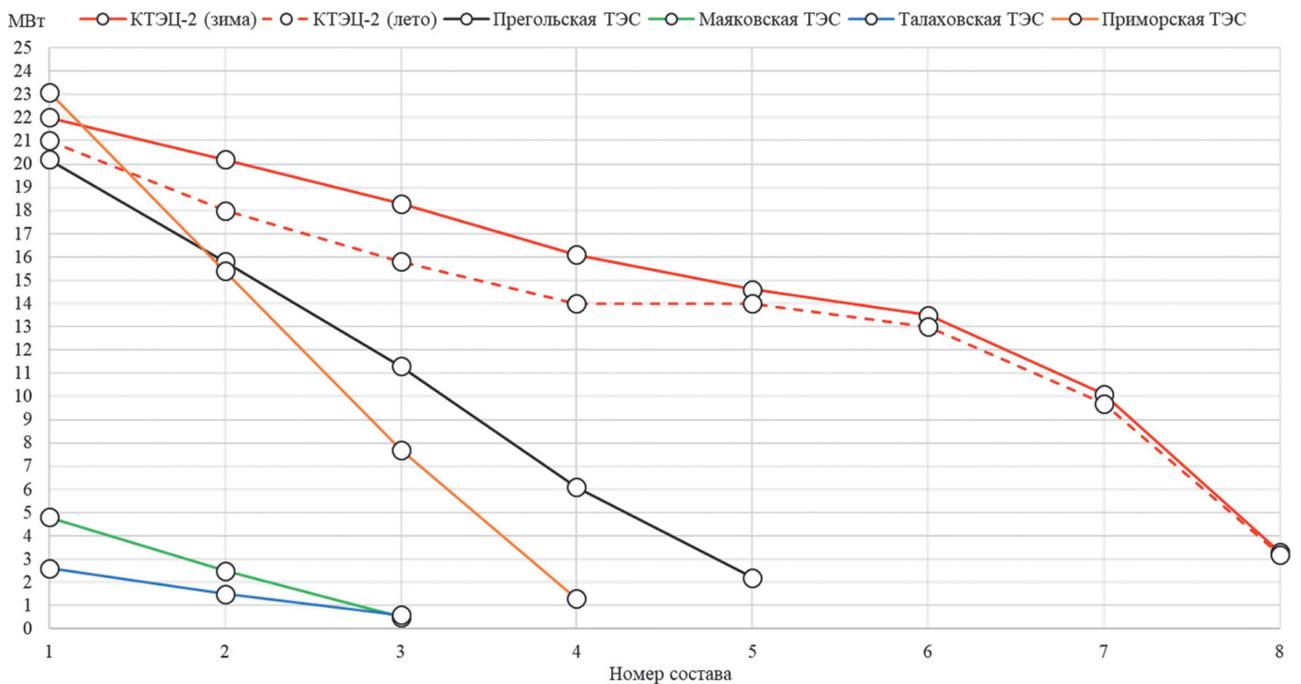


Рис. 2. Потребление мощности на собственные нужды электростанций
Fig. 2. The power consumption for auxiliary needs of power plants



Рис. 3. Структура энергобаланса Калининградской ЭС

Fig. 3. The structure of the electricity balance of the Kaliningrad energy system

Таблица 6

Характерные типовые дни (годовой, недельный)
Typical days (annual, weekly)

Характерный типовой день	Группа	Подгруппа (час макс.)				Примечание
		Час 1	Час 2	Час 3	Час n	
Понедельник	I	1	2	3	n	Скорость изменения потребляемой мощности необходимо определять для каждого месяца и актуализировать ежегодно с учетом фактических значений потребляемой мощности предыдущего года (или двух лет)
Вторник – Четверг	II	1	2	3	n	
Пятница	III	1	2	3	n	
Суббота	IV	1	2	3	n	
Воскресенье	V	1	2	3	n	
Предпраздничный день	VI	1	2	3	n	
Праздничный день	VII	1	2	3	n	

$$\begin{cases} \vartheta_{ТПГi} = P_{Гi} - P_{Гi-1}; \\ \vartheta_{ТПНi} = P_{Нi} - P_{Нi-1}; \\ \vartheta_{КПи} = P_{КПи} - P_{КПи-1}; \\ \vartheta_{ПДGi} = P_{ПДGi} - P_{ПДGi-1}, \end{cases} \quad (3)$$

где $P_{Гi}, P_{Гi-1}$ – усредненное за один (два) прошедших года значение потребляемой мощности характерного типового дня в час i и $i-1$ соответственно без учета СН электростанций, МВт; $P_{Нi}, P_{Нi-1}$ – значение потребляемой мощности характерного типового дня неделю назад в час i и $i-1$ соответственно без учета СН электростанций, МВт; $P_{КПи}, P_{КПи-1}$ – спрогнозированное крупными потребителями (энергосбытовые компании) значение потребляемой мощности на час i и $i-1$ соответственно, МВт; $P_{ПДGi}, P_{ПДGi-1}$ – спрогнозированная субъектом оперативно-диспетчерского управления на этапе ПДГ прогнозная величина потребляемой мощности на час i и $i-1$ соответственно, МВт.

Разработана математическая модель оперативного прогнозирования электропотребления, учитывающая в отличие от [4] скорость изменения потребляемой мощ-

ности в типовой день (3), прогнозные метеоданные (2) и СН электростанций:

$$P_i(T_i, \theta_i, \sigma_i, \vartheta_i) = (P_{\text{факт}i-1} - k P_{\text{СНфакт}i-1}) + \left(k P_{\text{СН}i} + \frac{P_i(\theta_i)(P_i(T_i) + P_i(\sigma_i))}{2 P_i(T_i) P_i(\sigma_i)} \vartheta_i \right), \quad (4)$$

где $P_{\text{факт}i-1}$ – фактическое значение потребляемой мощности в час, предшествующий прогнозному часу, МВт; k – коэффициент, учитывающий изменение состава включенного генерирующего оборудования ($k = 0$ при неизменном составе в час i и $i-1$; $k = 1$ при изменяющемся составе в час i и $i-1$); $P_{\text{СНфакт}i-1}$ – фактическое значение потребляемой мощности СН электростанций в час, предшествующий прогнозному часу, МВт; $P_{\text{СН}i}$ – прогнозное значение потребляемой мощности СН электростанций, МВт; ϑ_i – скорректированная по условиям дискретности (5) скорость изменения потребляемой мощности, МВт (табл. 7).

На рис. 4 приведена упрощенная блок-схема алгоритма оперативного прогнозирования потребляемой мощности.

Таблица 7

Принципы корректировки скорости изменения потребляемой мощности
Principles of adjusting the rate of change in power consumption

Условия	Аналитическое выражение
При наличии признака «Аларм»	
$\vartheta'_{ТПНi} \neq \vartheta'_{КПi} \neq \vartheta'_{ПДГi}$	
$\vartheta_i > \vartheta_{(60,30)\varphi_{i-1}}$	$\vartheta_i'' = \min(\vartheta_{ТПГi}; \vartheta'_{ТПНi}; \vartheta'_{КПi}; \vartheta'_{ПДГi})$
$\begin{cases} \vartheta_i < \vartheta_{(60,30)\varphi_{i-1}} \\ \vartheta_{ТПГi} < 0 \\ \vartheta_{ТПНi} < 0 \\ \vartheta_i > 0 \\ \vartheta_{(60,30)\varphi_{i-1}} > 0 \end{cases}$	$\vartheta_i'' = -\max(\vartheta_{ТПГi}; \vartheta'_{ТПНi}; \vartheta'_{КПi}; \vartheta'_{ПДГi})$
$\begin{cases} \vartheta_{ТПНi} < \vartheta_{(60,30)\varphi_{i-1}} \\ \vartheta_{ТПГi} < 0 \\ \vartheta_{ТПНi} < 0 \\ \vartheta_i < 0 \\ \vartheta_{(60,30)\varphi_{i-1}} > 0 \end{cases}$	$\vartheta_i'' = \max(\vartheta_{ТПГi} ; \vartheta_{ТПНi} ; \vartheta'_{КПi} ; \vartheta'_{ПДГi}), i \in [0; 19]$
	$\vartheta_i'' = -\max(\vartheta_{ТПГi} ; \vartheta_{ТПНi} ; \vartheta'_{КПi} ; \vartheta'_{ПДГi}), i \in [20; 23]$
$\begin{cases} \vartheta_{ТПНi} < \vartheta_{(60,30)\varphi_{i-1}} \\ \vartheta_{ТПГi} < 0 \\ \vartheta_{ТПНi} < 0 \\ \vartheta_i < 0 \\ \vartheta_{(60,30)\varphi_{i-1}} < 0 \end{cases}$	$\vartheta_i'' = -\max(\vartheta_{ТПГi} ; \vartheta_{ТПНi} ; \vartheta'_{КПi} ; \vartheta'_{ПДГi}), i \in [0; 13] \text{ или } [20; 23]$
	$\vartheta_i'' = \max(\vartheta_{ТПГi} ; \vartheta_{ТПНi} ; \vartheta'_{КПi} ; \vartheta'_{ПДГi}), i \in [14; 21]$
Во всех остальных случаях	$\vartheta_i'' = \max(\vartheta_{ТПГi}; \vartheta'_{ТПНi}; \vartheta'_{КПi}; \vartheta'_{ПДГi})$
$\vartheta'_{ТПНi} = \vartheta'_{КПi} = \vartheta'_{ПДГi}$ или $\vartheta'_{ТПНi} = \vartheta'_{КПi} = \vartheta'_{ПДГi} = 0$	
$\vartheta_i > \vartheta_{(60,30)\varphi_{i-1}}$	$\vartheta_i'' = \min(\vartheta_{ТПГi}; \vartheta_{ТПНi}; \vartheta_{ТПСКi}; \vartheta_{ТППДГk})$
$\begin{cases} \vartheta_i < \vartheta_{(60,30)\varphi_{i-1}} \\ \vartheta_{ТПГi} < 0 \\ \vartheta_{ТПНi} < 0 \\ \vartheta_i > 0 \\ \vartheta_{(60,30)\varphi_{i-1}} > 0 \end{cases}$	$\vartheta_i'' = -\max(\vartheta_{ТПГi}; \vartheta_{ТПНi}; \vartheta_{КПi}; \vartheta_{ПДГi})$
$\begin{cases} \vartheta_{ТПНi} < \vartheta_{(60,30)\varphi_{i-1}} \\ \vartheta_{ТПГi} < 0 \\ \vartheta_{ТПНi} < 0 \\ \vartheta_i < 0 \\ \vartheta_{(60,30)\varphi_{i-1}} > 0 \end{cases}$	$\vartheta_i'' = \max(\vartheta_{ТПГi} ; \vartheta_{ТПНi} ; \vartheta_{КПi} ; \vartheta_{ПДГi}), i \in [0; 19]$
	$\vartheta_i'' = -\max(\vartheta_{ТПГi} ; \vartheta_{ТПНi} ; \vartheta_{КПi} ; \vartheta_{ПДГi}), i \in [20; 23]$
$\begin{cases} \vartheta_{ТПНi} < \vartheta_{(60,30)\varphi_{i-1}} \\ \vartheta_{ТПГi} < 0 \\ \vartheta_{ТПНi} < 0 \\ \vartheta_i < 0 \\ \vartheta_{(60,30)\varphi_{i-1}} < 0 \end{cases}$	$\vartheta_i'' = -\max(\vartheta_{ТПГi} ; \vartheta_{ТПНi} ; \vartheta_{КПi} ; \vartheta_{ПДГi}), i \in [0; 13] \text{ или } [22; 23]$
	$\vartheta_i'' = \max(\vartheta_{ТПГi} ; \vartheta_{ТПНi} ; \vartheta_{КПi} ; \vartheta_{ПДГi}), i \in [14; 24]$
Во всех остальных случаях	$\vartheta_i'' = \max(\vartheta_{ТПГi}; \vartheta_{ТПНi}; \vartheta_{КПi}; \vartheta_{ПДГi})$
При отсутствии признака «Аларм»	
-	$\vartheta_i'' = \vartheta_i$

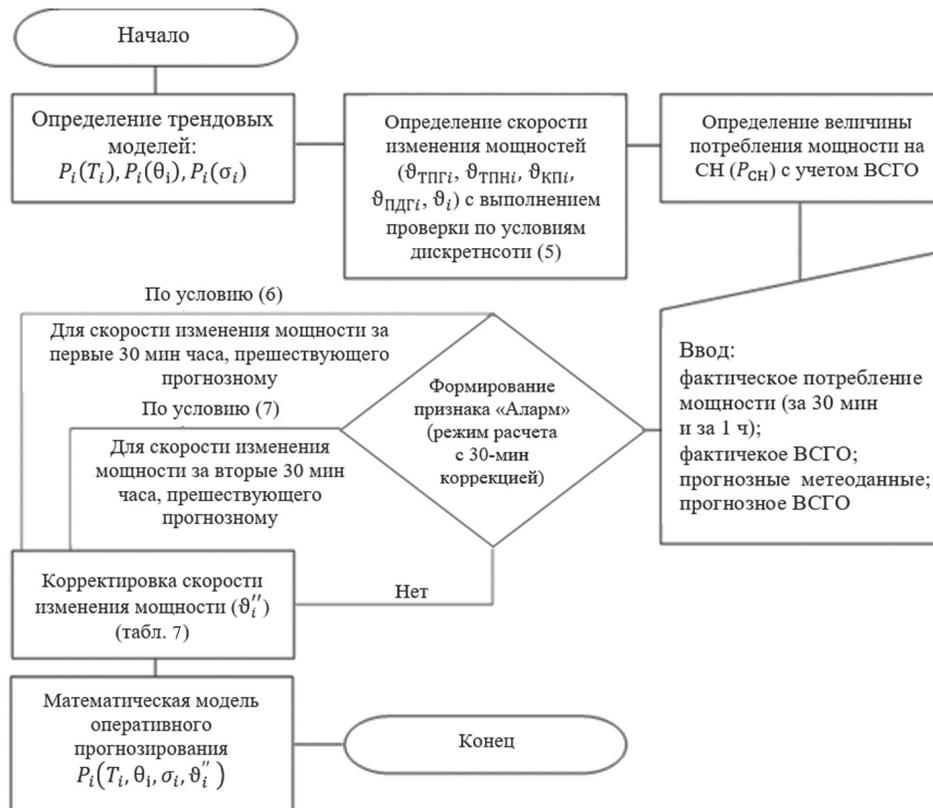


Рис. 4. Упрощенная блок-схема алгоритма оперативного прогнозирования потребления мощности

Fig. 4. Simplified block diagram of the power consumption operational forecasting algorithm

$$\theta_i = \frac{\theta_{ТПГi} + \theta'_{ТПNi} + \theta'_{КPi} + \theta'_{ПДGi}}{1 + \sum_{i=1}^3 j_i};$$

$$\theta'_{ТПNi} = \theta_{ТПNi} \text{ и } j_1 = 1, \text{ если } \frac{|\theta_{ТПГi}| - |\theta_{ТПNi}|}{|\theta_{ТПГi}|} < 0,48, \text{ иначе } \theta'_{ТПNi} = 0 \text{ и } j_1 = 0;$$

$$\theta'_{КPi} = \theta_{КPi} \text{ и } j_2 = 1, \text{ если } \frac{|\theta_{ТПГi}| - |\theta_{КPi}|}{|\theta_{ТПГi}|} < 0,48, \text{ иначе } \theta'_{КPi} = 0 \text{ и } j_2 = 0;$$

$$\theta'_{ПДGi} = \theta_{ПДGi} \text{ и } j_3 = 1, \text{ если } \frac{|\theta_{ТПГi}| - |\theta_{ПДGi}|}{|\theta_{ТПГi}|} < 0,48, \text{ иначе } \theta'_{ПДGi} = 0 \text{ и } j_3 = 0;$$

$$\left\{ \begin{aligned} & \left| \theta_{(30)\phi i-1} - \frac{\theta_i}{2} \right| - 3 < \left| \theta_{(60)\phi i-1} \right| < \left| \theta_{(30)\phi i-1} - \frac{\theta_i}{2} \right| + 3 \\ & \text{или } \begin{cases} \theta_{(60)\phi i-1} > 0,5 \\ \theta_i < 0 \end{cases} \text{ или } \begin{cases} \theta_{(60)\phi i-1} < -0,5 \\ \theta_i > 0 \end{cases}; \end{aligned} \right. \quad (6)$$

$$\left\{ \begin{aligned} & \left| \frac{\theta_i}{2} \right| - 3 < \left| \theta_{(30)\phi i-1} \right| < \left| \frac{\theta_i}{2} \right| + 3 \\ & \text{или } \begin{cases} \theta_{(30)\phi i-1} > 0,5 \\ \theta_i < 0 \end{cases} \text{ или } \begin{cases} \theta_{(30)\phi i-1} < -0,5 \\ \theta_i > 0 \end{cases}, \end{aligned} \right. \quad (7)$$

где $\theta_{(30)\phi i-1}$ и $\theta_{(60)\phi i-1}$ – фактические скорости изменения потребляемой мощности в первой и во второй половине часа, предшествующего прогнозируемому часу, МВт.

Проверка алгоритма. Ежегодно с 2019 г. в ЭС Калининградской области проводятся испытания, во время которых ЭС выделяется на изолированную работу (от 8 до 72 ч.). В связи с этим перед диспетчерским персоналом АО «СО ЕЭС» встают задачи, которые при изолированном режиме работы ЭС Калининградской области должны выполняться ежедневно:

– выполнение оперативного прогнозирования потребления мощности на предстоящий час (час максимума и час минимума);

– расчет оперативных резервов активной мощности с последующей корректировкой нагрузки на электростанциях.

Во время испытаний указанные задачи решаются диспетчерами вручную. При анализе результатов ручного расчета значения потребления мощности и по алгоритму оперативного прогнозирования (за май 2019 г.) установлено, что максимальная ошибка прогноза мощности, выполненного диспетчерами, составила 2,5% (в 11:00), а ошибка прогноза мощности, выполненного по алгоритму в режиме расчета с 30-минутной коррекцией, составила 0,5% (11:00) (рис. 5).

Полученные результаты свидетельствуют о повышении точности оперативного прогнозирования значе-

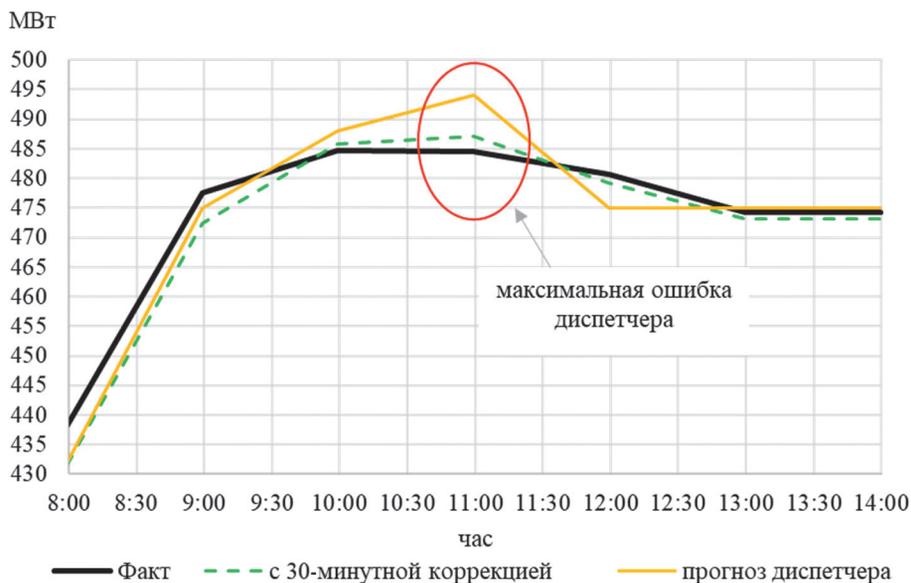


Рис. 5. Анализ прогнозов потребляемой мощности

Fig. 5. Power consumption forecast analysis

ния потребляемой мощности при использовании разработанного алгоритма.

При проверке алгоритма зафиксировано следующее:

максимальная ошибка прогноза мощности, выполненного по алгоритму в режиме расчета без 30-минутной коррекции скорости изменения мощности при интервале прогнозирования потребления мощности 12 ч (максимальное время включения генерирующего оборудования в ЭС Калининградской области) составила 2,5 %;

максимальная ошибка прогноза мощности, выполненного по алгоритму с 30-минутной коррекцией скорости изменения мощности на суточном интервале прогнозирования составила 1,5%.

Реализация алгоритма оперативного прогнозирования потребления мощности в виде программы «Автоматизированная система оперативного прогнозирования» совместно с программой «Автоматизированная система расчета резервов» [19, 20] позволит диспетчерскому персоналу в 6 раз быстрее решать задачи оперативного планирования ЭР с высокими показателями качества.

Выводы. Определено влияние собственных нужд электростанций на общее электропотребление ЭС Калининградской области в зависимости от состава включенного генерирующего оборудования. Уточнены часовые аналитические зависимости потребления мощности от основных метеофакторов.

Разработан проект методики оперативного прогнозирования потребления мощности, которая рекомендуется для включения в нормативную документацию ДЦ изолированных ЭС. Методика базируется на математической модели, отличающейся от существующих математических моделей оперативного прогнозирования использованием скорости изменения потребля-

емой мощности в типовой день с учетом прогнозных метеоданных и значения потребления мощности на собственные нужды электростанций.

Алгоритм проекта методики оперативного прогнозирования потребления мощности апробирован в ДЦ ЭС Калининградской области. По результатам проверки зафиксировано повышение точности прогноза мощности при уточнении диспетчерского графика. Алгоритм позволяет выполнять оперативный прогноз на 12 ч вперед (без коррекции) с погрешностью менее 2,5% и на сутки вперед (с коррекцией) с погрешностью менее 1,5 %.

Программа «Автоматизированная система-оперативного прогнозирования» по разработанному алгоритму позволит сократить время, затрачиваемое диспетчерским персоналом на расчеты прогнозной величины потребления мощности в течение смены в 3,3 раза (с 60 до 18 мин).

Предложенный подход к оперативному прогнозированию потребления мощности применим для любой изолированной ЭС и позволит ДЦ повысить качество планирования электроэнергетического режима в текущих сутках.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Постановление** Правительства РФ от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты». М: 2018, 60 с.
2. **Приказ** Минэнерго России от 15 октября 2018 г. № 882 «Об утверждении методических указаний по определению объемов и размещению резервов активной мощности в Единой энергетической системе России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима». М: 2018, 16 с.
3. **Полижаров А.С. и др.** Обеспечение надёжности расчётов по планированию и оперативной коррекции графиков потребления электрической мощности. – Энергетик, 2021, № 2, с. 59–62.

4. **Макоклоев Б.И. и др.** Оперативная коррекция графиков потребления электрической мощности в цикле планирования балансирующего рынка. – Электрические станции, 2019, № 5, с. 36–44.

5. **Макоклоев Б.И.** Методы и средства анализа прогнозирования электропотребления энергообъединений и энергосистем: дис.... доктора техн. наук, 2005, 295 с.

6. **Планирование** электроэнергетических режимов работы энергообъектов и энергосистем. ЕЭС России [Электрон. ресурс], URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/reliability/regime-plan> (дата обращения 25.08.21).

7. **Схема** и программа развития электроэнергетики Камчатского края на 2021–2025 годы (утв. распоряжением Губернатора Камчатского края от 29.04.2021 № 299-Р). Петропавловск-Камчатский: 2021, 428 с.

8. **Стратегия** социально-экономического развития Чукотского автономного округа до 2030 года. 2019, 59 с.

9. **Схема** и программа развития электроэнергетики Красноярского края на период 2018–2022 годов (утв. Распоряжением губернатора Красноярского края от 26.06.2017 № 359-рг).

10. **Электробаланс** по Сахалинской области в динамике [Электрон. ресурс], URL: Электробаланс по Сахалинской области в динамике (gks.ru) (дата обращения 25.08.21).

11. **Схема** и программа развития электроэнергетики Магаданской области на 2019–2023 (утв. Приказом Министерства строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Магаданской области от 08.05.2019 г. № 108-од). Магадан: 2019, 102 с.

12. **Бончук И.А. и др.** Обеспечение генерирующего резерва в энергосистеме и на объектах морской индустрии Калининградской области. – Морские интеллектуальные технологии, 2019, т. 4, № 4, с. 62–67.

13. **Бончук И.А. и др.** Обзор существующих подходов к регулированию частоты и выбору оперативных резервов активной мощности в изолированных электроэнергетических системах России. – Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2021, № 1 (84), с. 96–103.

14. **Bonchuk I.A., et al.** Operational prediction of power consumption in isolated power systems with a predominance of utility and household loads. – IEEE International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), 2021, pp. 36–41, DOI: 10.1109/ICIEAM51226.2021.9446324.

15. **Соломахо К.Л.** Применение метода главных компонент для прогнозирования объемов электропотребления энергосбытового предприятия: дис.... канд. техн. наук, 2015, 141 с.

16. **Биланова А.Л.** Прогнозирование потребления электрической энергии электротехническим комплексом городской электрической сети: дис.... канд. техн. наук, 2019, 166 с.

17. **Васильев А.А. и др.** Электрическая часть станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1990, 576 с.

18. **Килин П.М.** Статистические методы обработки данных. Тюмень: ТИУ, 2017, 126 с.

19. **Бончук И.А. и др.** Автоматизированная система расчета резервов. – Электроэнергия. Передача и распределение, 2021, № 1(64), с. 26–33.

20. **Бончук И.А. и др.** Оптимизация режимов работы электростанций в изолированных электроэнергетических системах. – Электрические станции, 2021, № 4, с. 16–25.

[18.08.2021]



Авторы: Бончук Илья Александрович – ведущий специалист Службы энергетических режимов, балансов, развития и сопровождения рынка Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ, Калининград, Россия



Ерохин Пётр Михайлович – доктор техн. наук, профессор кафедры автоматизированных электрических систем Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», Екатеринбург, Россия

Operational Forecasting of Power Consumption in Isolated Power Systems

BONCHUK Ilya A. (JSC "System Operator of Unified Power System", Kaliningrad, Russia) – Leading Specialist of the Service for Energy Regimes, Balances, Development and Market Support.

EROKHIN Petr M. (Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education «Ural Federal University Named After the First President of Russia B.N. Yeltsin») – Professor of the Automated Electrical Systems Dept., Dr. Sci. (Eng.).

Ensuring stable power supply and proper electric power quality while continuously managing the production, transmission and distribution of electricity is the main goal of the dispatch center of any power system, including an isolated one. Continuous management is based on an electric power regime planning process. According to its results, the dispatch center sends to the electric power industry entity the planned dispatch schedule of the power generation, transmission and consumption in an hourly (half-hour) breakdown, which has to be received by the managed entity 8–10 hours before the onset of the planned day. In the operational management of the electric power regime, the dispatch center operators on duty adjust

(update) the values of the planned dispatch schedule. Active power consumption in the power system is one of the most significant parameters being updated. The possibilities of improving the accuracy of operationally forecasting active power in isolated power systems are investigated taking the Kaliningrad power system as an example. The existing power consumption forecasting methods are analyzed. The influence of power plant auxiliaries on the total active power consumption in the power system is studied. Methodological principles for operational forecasting of power consumption have been developed and proposed, which are recommended for inclusion in regulatory documents as a methodology. The proposed methodology is based on a mathematical model that takes into account the consumed power variation rate on a typical day, forecasted meteorological data and the dependence of power consumption for power plant auxiliaries on the composition of the generating equipment switched in operation.

Key words: operational forecast, power forecast, consumption, active power, isolated power system, electric power regime

REFERENCES

1. **Postanovlenie Pravitel'stva Rossiyskoy Federatsii ot 13 avgusta 2018 g. № 937** (Resolution of the Government of the Russian Federation No. 937 of 13.08.2018). M: 2018, 60 p.
2. **Prikaz Minenergo Rossii ot 15.10.2018 № 882** (Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation No. 882 dated October 15, 2018). M: 2018, 16 p.
3. **Polizharov A.S., et al. Energetik – in Russ. (Power Engineer)**, 2021, No. 2, pp. 28–30.
4. **Makoklyuyev B.I., et al. Elektricheskiye stantsii – in Russ. (Electrical Power Plant)**, 2019, No. 5, pp. 36–44.
5. **Makoklyuyev B.I. Metody i sredstva analiza prognozirovaniya elektropotrebleniya energoob'yedineniy i energosistem: dis.... doktora tekhn. nauk** (Methods and Means of Analysis of Forecasting of Power Consumption of Power Units and Power Systems: Dis.... Dr. Sci. (Eng.)), 2005, 295 p.
6. **Planirovaniye elektroenergeticheskikh rezhimov raboty energoob'ektov i energosistem. EES Rossii** (Planning of Operation Electric Power Modes of Power Facilities and Power Systems. UES of Russia) [Electron. resource], URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/reliability/regime-plan> (Date of appeal 25.08.21).
7. **Skhema i programma razvitiya elektroenergetiki Kamchatskogo kraya na 2021–2025 gody** (utv. rasporyazheniem Gubernatora Kamchatskogo kraya ot 29.04.2021 № 299-R) (Scheme and Program for the Development of the Electric Power Industry of the Kamchatka Territory for 2021–2025 (Approved by Order of the Governor of the Kamchatka Territory No. 299-R Dated 29.04.2021)). Petropavlovsk-Kamchatskiy: 2021, 428 p.
8. **Strategiya sotsial'no-ekonomicheskogo razvitiya Chukotskogo avtonomnogo okruga do 2030 goda** (Strategy of Socio-Economic Development of the Chukotka Autonomous Okrug until 2030). 2019, 59 p.
9. **Skhema i programma razvitiya elektroenergetiki Krasnoyarskogo kraya na period 2018–2022 godov** (utv. Rasporyazheniem gubernatora Krasnoyarskogo kraya ot 26.06.2017 № 359-rg) (Scheme and Program for the Development of the Electric Power Industry of the Krasnoyarsk Territory for the Period 2018–2022 (Approved by the Order of the Governor of the Krasnoyarsk Territory Dated 26.06.2017 No. 359-rg)).
10. **Elektrobalans po Sahalinskoy oblasti v dinamike** (Electric Balance in the Sakhalin Region in Dynamics) [Electron. resource], URL: [Электробаланс по Сахалинской области в динамике \(gks.ru\)](http://gks.ru) (Date of appeal 25.08.21).
11. **Skhema i programma razvitiya elektroenergetiki Magadanskoy oblasti na 2019–2023** (utv. Prikazom Ministerstva stroitel'stva, zhilishchno-kommunal'nogo hoz'yaystva i energetiki Magadanskoy oblasti ot 08.05.2019 g. № 108-od) (Scheme and Program for the Development of the Electric Power Industry of the Magadan Region for 2019–2023 (Approved by the Order of the Ministry of Construction, Housing and Communal Services and Energy of the Magadan Region Dated 08.05.2019 No.108-od)). Magadan: 2019, 102 p.
12. **Bonchuk I.A., et al. Morskiye intellektual'nye tekhnologii – in Russ. (Marine Intelligent Technologies)**, 2019, vol. 4, No. 4, pp. 62–67.
13. **Bonchuk I.A., et al. Izvestiya NTTS Yedinoy energeticheskoy sistemy – in Russ. (News of the STC of the Unified Energy System)**, 2021, No. 1 (84), pp. 96–103.
14. **Bonchuk I.A., et al. Operational prediction of power consumption in isolated power systems with a predominance of utility and household loads. – IEEE International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)**, 2021, pp. 36–41, DOI: 10.1109/ICIEAM51226.2021.9446324.
15. **Solomakho K.L. Primeneniye metoda glavnykh komponent dlya prognozirovaniya ob'yemov elektropotrebleniya energosbytovogo predpriyatiya: dis. ... kand. tekhn. nauk** (Application of the Principal Component Method for Forecasting the Volume of Electricity Consumption of an Energy Marketing Enterprise: Dis.... Cand. Sci. (Eng.)), 2015, 141 p.
16. **Bilanova A.L. Prognozirovaniye potrebleniya elektricheskoy energii elektrotekhnicheskim kompleksom gorodskoy elektricheskoy seti: dis. ... kand. tekhn. nauk** (Forecasting of electric energy consumption by the electrical complex of the city electric grid: Dis.... Cand. Sci. (Eng.)), 2019, 166 p.
17. **Vasil'yev A.A., et al. Elektricheskaya chast' stantsiy i podstantsiy** (Electrical Part of Stations and Substations). M.: Energoatomizdat, 1990, 576 p.
18. **Kilin P.M. Statisticheskiye metody obrabotki dannykh** (Statistical methods of data processing). Tyumen': TIU, 2017, 126 p.
19. **Bonchuk I.A., et al. Elektroenergiya. Peredacha i raspredeleniye – in Russ. (Electricity. Transmission and distribution)**, 2021, No. 1(64), pp. 26–33.
20. **Bonchuk I.A., et al. Elektricheskiye stantsii – in Russ. (Electrical Power Plant)**, 2021, No. 4, pp. 16–25.

[18.08.2021]