УДК 621.316

УЧЕТ ФАКТОРА ИЗМЕНЕНИЯ ТОПОЛОГИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ПРИ РАСЧЕТАХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

В. А. Попов, канд. техн. наук, А. А. Журавлев, В. В. Ткаченко, инженеры (НТУУ «КПИ»), Лучиане Невес Канха, канд. наук (Федеральный университет Санта-Марии, Бразилия)

Викладено результати експериментального використання нових алгоритмів моделювання електричних навантажень та розрахунку втрат електричної енергії, реалізованих в інформаційно-обчислювальному комплексі «ИВК-СЭС». Отримані результати дозволили порівняти точність різних розрахункових методів, виробити рекомендації щодо їх удосконалення з метою максимально ефективного використання в розподільних енергокомпаніях України.

Ключові слова: інформаційно-обчислювальний комплекс, електричні навантаження, достовірність інформації, втрати електричної енергії.

Представлены результаты экспериментального использования новых алгоритмов моделирования электрических нагрузок и расчета потерь электрической энергии, реализованных в информационно-вычислительном комплексе «ИВК-СЭС». Полученные результаты позволили сравнить точность различных расчетных методов, выработать рекомендации по их совершенствованию с целью максимально эффективного использования в распределительных энергокомпаниях Украины.

Ключевые слова: информационно-вычислительный комплекс, электрические нагрузки, достоверность информации, потери электрической энергии.

Results of experimental use of new algorithms for electrical loads modeling and electrical energy loss calculation realized in data computations complex «ИВК-СЭС» are presented. Results obtained allowed to compare accuracy of different computational methods, to elaborate recommendations for their improvement with the purpose of their most effective use in energy distributing companies of Ukraine.

Key words: data computations complex, electrical loads, reliability of information, electric energy losses.

Введение. Представленные ниже материалы отражают некоторые результаты и выводы, полученные в процессе проведения исследовательских работ, связанных с моделированием и оптимизацией режимов распределительных сетей и выполненных для ряда энергетических компаний Украины, России и Бразилии. Целью исследований являлось тестирование созданного на кафедре электроснабжения НТУУ «КПИ» нового программного обеспечения для информационно-вычислительного комплекса «ИВК-СЭС» при решении указанного круга задач. Интерес к возможности использования разработанного программного обеспечения в энергокомпаниях Бразилии объяснялся следующими обстоятельствами.

Во-первых, практически все распределительные энергокомпании Бразилии обладают достаточно совершенными автоматизированными базами данных, в которых, по сравнению с аналогичными базами отечественных компаний, аккумулируется информация, существенно более обширная как по номенклатуре, так по объему и достоверности. Такая ситуация позволяла проанализировать возможность применения и сравнить эффективность различных методик решения некоторых актуальных для отечественной электроэнергетики задач (в частности, оценки потерь электрической энергии), объективно оценить возникающую при этом методическую погрешность.

Во-вторых, учитывая, что рассматриваемые сети отличаются от существующих в Украине по своей структуре, параметрам, номинальному напряжению, составу и характеру распределения нагрузок, появлялась возможность проверить универсальность некоторых используемых в отечественной практике методов расчета.

В-третьих, планировалось, что проведенные исследования позволят на примере реальных данных показать те преимущества, которые дает более полная и адекватная информация при выполнении расчетов, связанных с моделированием и оптимизацией режимов, продемонстрируют эффективность алгоритмов, используемых в «ИВК-СЭС», в частности для решения задач оценки потерь электрической энергии.

Цель работы – рассмотреть новые, реализованные в комплексе «ИВК-СЭС», подходы к формированию оценок электрических нагрузок, позволяющие повысить степень их адекватности, а также модифицированные алгоритмы расчета потерь электрической энергии, эффективно использующие все возможности, предоставляемые современными информационно-вычислительными системами.

Изложение основного материала. Анализ исходных данных, которые могли бы быть использованы для определения оценок электрических нагрузок в отечественных распределительных энергокомпаниях, позволил сделать вывод о целесообразности отказа от стандартного подхода к их формированию. В частности, вместо традиционного учета только наиболее актуальных («свежих») результатов измерений нагрузки отдельных потребителей или их групп было предложено формировать обобщенные оценки. Для этой цели использовались все соответствующие ретроспективные данные (в общем случае разнородные), накопленные за определенный период (например, за последние 3 года) при условии неизменности состава потребителей конкретного нагрузочного узла (ТП) в течение указанного времени. Естественно, что для решения поставленных задач возникла необходимость в разработке ряда новых процедур, которые, помимо всего прочего, позволяли учесть реальную неопределенность исходной информации.

Расширение базы типовых графиков нагрузки (особенно в условиях характерного для распределительных энергокомпаний Украины информационного дефицита), без сомнения, повышает адекватность моделирования режимов. Однако формирование широкого спектра типовых графиков характерных потребителей, дифференцированных, как минимум, по двум сезонам года и характерным дням недели (рабочий, субботний, выходной или праздничный дни) требует проведения достаточно трудоемких измерений.

Поэтому зачастую отдельные типовые графики строятся на основании достаточно ограниченных статистических данных. Принимая это во внимание, для учета неопределенности информации было предложено использовать графики, в которых ординаты задаются интервальными величинами. Для этого применялась специальная («нестатистическая») процедура, позволяющая при определении границ интервальных оценок ординат графиков исключить, возможно, имеющиеся в выборке случайные выбросы или ошибки измерений [1]. В зависимости от характера исходных данных, которые планировалось использовать в дальнейшем, все типовые графики, как по активной, так и по реактивной мощности, нормировались относительно абсолютного (рассматривая все характерные дни недели) максимума активной или полной мощности.

При агрегировании информации в качестве ее составляющих рассматривались результаты периодических измерений токовой нагрузки или мощности и данные об электропотреблении за характерные месяцы соответствующего сезона за ряд предшествующих лет. Для реализации указанной задачи были разработаны оригинальные алгоритмы пересчета данных об электропотреблении в почасовые значения активной и реактивной мощности или токовой нагрузки (в зависимости от характера имеющихся типовых графиков нагрузки) [2]. Процедура формирования обобщенной оценки нагрузки (на основании агрегирования данных) базируется на аппарате теории нечетких множеств и по сути заключается в построении соответствующей функции принадлежности [3]. Учитывая, что полученные при этом нечеткие оценки нагрузок использовались в уже существующем программном обеспечении, ориентированном на детерминированную информацию, то на заключительном этапе детерминированный аналог нагрузки (для каждой ординаты графика) определялся на основе использования одной из стандартных процедур дефазификации нечетких множеств [4].

Важно отметить, что в процессе моделирования определялось несколько значений «расчетных» нагрузок, соответственно для решения задач оперативного характера, краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного планирования. Для задач среднесрочного планирования (таких, например, как оптимизация мест размыкания распределительных сетей или оптимизация работы средств регулирования напряжения), решение которых предполагает создание оптимальных условий функционирования электрических сетей в течение всего сезона года, использовались базовые обобщенные оценки нагрузок. Для задач оперативного плана (на практике это были задачи моделирования режимов сети в квазиреальном времени, то есть с определенным временным запаздыванием) базовые нагрузки корректировались по результатам телеизмерений. При этом, если в энергокомпаниях Украины и России в подавляющем большинстве случаев актуальная информация о нагрузках была доступна только на головных участках соответствующих распределительных линий, то в энергокомпаниях Бразилии средства телеизмерений часто размещались и в промежуточных узлах сети. Это было связано с активным применением реклоузеров в качестве секционирующих устройств. Подобная ситуация потребовала разработки специальных процедур актуализации нагрузок.

Базы данных комплекса «ИВК-СЭС» позволяли оперативно (практически в реальном времени) фиксировать и аккумулировать всю информацию о любых изменениях состояния коммутационных аппаратов. Эти данные играли важную роль при решении задач оптимизации надежности, ретроспективного анализа режимов и, как показано ниже, для оценки потерь электрической энергии.

Подобная структура организации и функционирования баз данных «ИВК-СЭС» дала возможность провести экспериментальные исследования, решая одну и ту же задачу на основе серии моделей, ориентированных на различное информационное обеспечение. В частности, подобный анализ был выполнен для оценки методической погрешности, возникающей при определении интегральной величины потерь электрической энергии на основе различных расчетных моделей. Здесь особый акцент был сделан на выяснении целесообразности учета изменения топологии распределительных сетей в течение расчетного периода.

Полученный при тестировании комплекса «ИВК-СЭС» опыт позволил сделать следующий вывод. Если расширение и совершенствование системы учета электропотребления (особенно в коммунально-бытовом секторе), проведение измерений как типовых графиков нагрузки, так и нагрузок отдельных потребителей или их групп (например в узлах распределительной сети), внедрение системы телеизмерений требуют значительных материальных и трудовых затрат, то автоматизация ведения журнала оперативных переключений (функция, которую сегодня предоставляют большинство современных информационно-вычислительных программных комплексов и которая реализована практически во всех энергокомпаниях Бразилии) зависит в основном от организации работы оперативно-диспетчерской службы, производственной дисциплины и легко может быть внедрена в отечественных распределительных энергокомпаниях. Следует указать, что осуществление данного предложения позволит заметно повысить эффективность решения целого ряда традиционных и важных для оперативно-диспетчерского управления задач.

Ниже рассмотрены вопросы, связанные с учетом изменения топологии распределительных сетей при определении потерь электроэнергии на основе различных алгоритмов, рекомендованных для применения в отечественной практике. Разработанные в комплексе «ИВК-СЭС» алгоритмы позволяют искусственным путем моделировать изменение топологии электрической сети и, используя интегральные данные (например, об отпуске электроэнергии в сеть), осуществлять оценку потерь электрической энергии индивидуально для отдельных ее элементов по аналогии с методом поэлементных расчетов.

Использование метода поэлементных расчетов автоматически предполагает возможность моделирования топологии электрической сети и ее режимов в реальном времени. Таким образом, в этом случае вопросы учета динамики изменения конфигурации отдельных линий путем разработки какого-либо искусственного приема отпадают сами по себе. Сказанное относится и к тем наиболее возможным на практике ситуациям, когда моделирование фактических режимов осуществляется с некоторым запаздыванием – в квазиреальном времени. В этом случае, помимо результатов телеизмерений нагрузок на подстанциях, в электронной базе данных аккумулируются и все сведения об изменениях топологии сети с указанием времени, когда они имели место. Это дает возможность при необходимости воспроизвести любые режимы сети путем координации базовых нагрузок узлов с данными телеизмерений, учитывая при этом фактическую конфигурацию сети (состав питаемых нагрузочных узлов), соответствующую каждому из режимов. Параллельно с моделированием режимов осуществляется поэлементный расчет потерь мощности. Отчетная величина потерь энергии формируется в процессе суммирования потерь мощности соответствующих отдельным режимам.

Метод числа эквивалентных суток применяется, когда систематическое получение результатов телеизмерений и моделирование фактических режимов невозможно. В данной ситуации для учета динамики топологии распределительной сети, строго говоря, требуется после любых перекоммутаций (например, длительностью более суток) повторно осуществлять процедуры измерения нагрузок на подстанциях, коррекции нагрузок узлов сети, моделирования режимов и расчета суточных потерь электроэнергии. В подавляющем большинстве случаев на практике реализация такого подхода не представляется возможной.

В связи с этим был предусмотрен следующий искусственный прием. Допустим, топология некоторой линии распределительной сети постоянно контролируется. Расчетный период (для которого осуществляется определение потерь электрической энергии) разбивается на *m* интервалов, соответствующих определенным фиксированным конфигурациям рассматриваемой линии, длительностью N_s дней каждый.

$$N_s = n_{sp} + n_{sc} + n_{sв}, \qquad s = 1, \ldots, m.$$

Здесь n_{sp}, n_{sc}, $n_{sв}$ – соответственно количество рабочих, субботних и выходных дней в каждом *s*-ом временном интервале.

Определяем условный объем отпуска электроэнергии в линию для каждого *s*-го периода времени:

$$W_s = \frac{W_T \cdot W_s^*}{\sum_{s=1}^{m} W_s^*},$$

где $W_s^* = n_{sp} \cdot W_{sp}^* + n_{sc} \cdot W_{sc}^* + n_{sв} \cdot W_{sв}^*$; W_{sp}^* , W_{sc}^* , $W_{sв}^*$ – суммарное электропотребление рабочего, субботнего и выходного дней, вычисленное на основе соответствующих базовых графиков нагрузки всех ТП, питающихся от данной линии в *s*-ый период времени; W_T – суммарный отпуск электроэнергии в линию распределительной сети за расчетный период.

В пределах каждого интервала (*s*) расчет потерь энергии осуществляется в соответствии со стандартной моделью [5]:

$$\Delta W = K_f^2 \cdot \Delta W_d \cdot D_e .$$

Следует учитывать, что для первого временного интервала (s = 1) суточный отпуск энергии в сеть (W_d) известен, то есть получен в результате непосредственных измерений. Для остальных временных интервалов предварительно вычисляем:

$$W_{ds} = \frac{W_s}{W_s^*} \cdot W_{ds}^*, \quad \Delta W_{ds} = \frac{\Delta W_{d1} \cdot (W_{ds})^2}{(W_{d1})^2}, \quad s = 2, \ldots, m,$$

где W_{ds}^* – суммарное электропотребление рабочего дня, найденное на основе базовых графиков нагрузок ТП, подключенных к линии в s-ом временном интервале.

Аналогичным образом можно выполнить расчеты потерь электроэнергии для отдельных элементов сети (участков линий и распределительных трансформаторов). Например, для некоторого произвольного j-го участка линии имеем:

$$\Delta W_{dsj} = \frac{\Delta W_{d1j} \cdot (W_{ds})^2}{(W_{d1})^2}, \quad \Delta W_{sj} = K_{fs}^2 \cdot \Delta W_{dsj} \cdot D_{es},$$

$$K_{fs}^2 = \frac{\left(n_{sp} + K_{\text{с}}^2 \cdot n_{sc} + K_{\text{в}}^2 \cdot n_{s\text{в}}\right) \cdot N_s}{\left(n_{sp} + K_{\text{с}} \cdot n_{sc} + K_{\text{в}} \cdot n_{s\text{в}}\right)^2}, \quad D_{es} = \frac{W_s^2}{W_{ds}^2 \cdot N_s},$$

где коэффициенты $K_{\text{с}}$, $K_{\text{в}}$ отражают отношение величины электропотребления соответственно субботнего или выходного дня к электропотреблению рабочего дня.

Первоначально эти коэффициенты определяются при формировании типовых графиков нагрузки. В дальнейшем расчетным путем могут быть получены аналогичные коэффициенты для комплексной нагрузки всех узлов распределительной сети.

Метод средних нагрузок рекомендован к применению при отсутствии возможности моделирования режимов даже для отдельных суток расчетного периода. Однако кажущаяся простота данного метода, связанная с возможностью определения средних значений нагрузок по данным об электропотреблении, может оказаться обманчивой. В настоящее время отечественные энергокомпании не обладают достаточно достоверной информацией о величине электропотребления для всех потребителей, а соответственно, и нагрузочных узлов сети, тем более получаемой оперативно.

В связи с этим для определения исходных данных, необходимых для реализации данного метода, в комплексе «ИВК-СЭС» был использован следующий подход. Допустим, существует возможность контроля изменения топологии распределительных сетей. Для каждого временного интервала s (s = 1, …, m), в течение которого топология отдельной линии оставалась неизменной, для каждой i-й ТП последовательно вычисляем:

$$W_s^* = \sum_{i=1}^{n_s} W_{is}^*, \qquad W_s = \frac{W_T \cdot W_s^*}{\sum_{s=1}^{m} W_s^*}, \qquad W_{is} = \frac{W_s \cdot W_{is}^*}{\sum_{i=1}^{n_s} W_{is}^*}, \qquad P_{is\text{ср}}^* = \frac{W_{is}^*}{24 \cdot N_s},$$

приняв, что $W_{is}^* = n_{sp} \cdot W_{ip}^* + n_{sc} \cdot W_{ic}^* + n_{s\text{в}} \cdot W_{i\text{в}}^*$, где W_{sp}^*, W_{sc}^*, $W_{s\text{в}}^*$ – соответственно величины электропотребления рабочего, субботнего и выходного дней, найденные на основе базовых графиков нагрузки, сформированных для *i*-й ТП.

Далее находим

$$P_{is\text{ср}} = P_{is\text{ср}}^* - \frac{\sum_{i=1}^{n_s} P_{is\text{ср}}^* - P_{s\text{ср}}}{\sum_{i=1}^{n_s} \mathrm{W}_{\mathrm{is}}^*} \cdot W_{is}^*,$$

где $P_{s\text{ср}}$ определяется расчетным путем:

$$P_{s\text{ср}} = \frac{W_T \cdot W_{s*}^*}{24 \cdot N_s \cdot \sum_{s=1}^{m} Ws \cdot}.$$

В зависимости от требований, выдвигаемых конкретной энергокомпанией к процедуре моделирования режимов, на следующем этапе может осуществляться дополнительная коррекция средних нагрузок, реализуемая в процессе выполнения итерационного расчета:

$$P_{is\text{ср}}^{(\mathrm{k})} = P_{is\text{ср}}^{(\mathrm{k\text{-}1})} - \frac{\sum_{i=1}^{n_s} P_{is\text{ср}}^{(\mathrm{k\text{-}1})} + \Delta P_{\Sigma s\text{ср}}^{(\mathrm{k\text{-}1})} - P_{s\text{ср}}}{\sum_{i=1}^{n_s} W_{is}^*} \cdot W_{is}^*,$$

где k – номер итерации, $\Delta P_{\Sigma scp}^{(k\text{-}1)}$ – суммарные потери мощности, включающие потери на участках сети, в распределительных трансформаторах и вычисленные стандартным путем при выполнении (k-1) итерации.

На заключительном этапе, на основании скорректированных нагрузок узлов формируется потокораспределение и вычисляются нагрузочные потери как в трансформаторах, так и на участках сети.

В частности, для произвольного участка j имеем:

$$\Delta W_{js} = \frac{R_j \cdot P_{js\text{ср}}^2 \cdot \left(1 + tg_{js}^2\right)}{U_{\text{н}}^2} \cdot T_s \cdot K_{fs}^2,$$

где tg_{js}, K_{fs} $\left(K_f^2 = \dfrac{1 + 2 \cdot P_{\text{ср}} / P_{\max}}{3 \cdot P_{\text{ср}} / P_{\max}}\right)$ определяются в процессе первоначального расчета режима на основе базовых графиков нагрузок независимо для каждого элемента сети.

Очевидно, что топология линий не влияет на потери энергии в трансформаторах, за исключением тех случаев, когда они были отключены от сети. Вместе с тем предложенный подход позволяет оценить потери электроэнергии индивидуально для всех элементов сети (аналогично методу поэлементных расчетов), что может быть полезным при выработке конкретной программы действий по минимизации потерь.

Метод числа часов наибольших потерь в реальных условиях рекомендуется использовать в тех случаях, когда отсутствует возможность формирования даже ориентировочных графиков нагрузки в узлах распределительной сети. Соответственно, чаще всего при этом отсутствует возможность контроля и фактических нагрузок на головных участках линий. В указанных условиях из-за необходимости включения в расчетную модель параметров, для определения которых отсутствуют объективные данные, могут возникать значительные погрешности. Более того, при таком уровне информационного обеспечения маловероятно, что энергокомпания будет обладать математическим обеспечением, необходимым для автоматизированного контроля состояния всех коммутационных аппаратов и проводимых с ними операций. Все же была предпринята попытка не только учесть в расчетах (с использованием данного алгоритма) изменение топологии, но и выполнить оценку потерь энергии для отдельных элементов сети.

В этом случае за основу принимались оценки максимальных нагрузок узлов распределительной сети, которые могли корректироваться при наличии измерений соответствующей нагрузки на головном участке. При этом, учитывая низкую степень достоверности информации, было признано нецелесообразным использовать для этой цели итерационный расчет. Более того, в большинстве случаев при проведении индивидуальных расчетов для отдельных временных периодов, в связи с отсутствием необходимых данных, указанная процедура не могла быть реализована.

На основании полученных данных для соответствующей топологии сети определялось потокораспределение и вычислялись максимальные потери мощности для каждого из ее элементов. Однако имеющиеся данные не позволяли параллельно вычислить значение времени максимальных потерь (τ) индивидуально для всех элементов сети. Поэтому величина τ определялась для каждой распределительной линии в целом, но независимо для отдельных временных интервалов, в пределах которых состав потребителей линии оставался неизменным:

$$\tau_s = \frac{\dfrac{P_{scc}}{P_{s\max}} + 2 \cdot \left(\dfrac{P_{scc}}{P_{s\max}} \right)^2}{3}, \qquad s = 1, \ldots, m.$$

Для вычисления P_{scp} необходимо было определить величину отпуска электроэнергии в сеть для каждого s-го периода времени (W_s), зная суммарный отпуск электроэнергии за весь расчетный период (W_T). Учитывая крайнюю ограниченность информации, единственно возможным принципом вычисления W_s являлось распределение интегральной величины электропотребления (W_T) пропорционально суммарным максимальным нагрузкам и длительности интервалов времени, в течение которых топология сети была неизменной.

$$W_s = \frac{W_T \cdot S_{s\max} \cdot N_s}{\sum_{s=1}^{m} \left(S_{s\max} \cdot N_s\right)}, \; s = 1, \ldots, m.$$

Выводы

Объем проведенных экспериментальных расчетов, выполненных на основе более совершенного информационного обеспечения, существующего в распределительных энергокомпаниях Бразилии, не позволяет осуществить полноценный статистический анализ полученных результатов. Вместе с тем имеется возможность сделать несколько полезных, на наш взгляд, выводов для проведения аналогичных расчетов в отечественных энергосистеимах.

Если принять результаты, полученные при использовании метода поэлементных расчетов (теоретически самого точного) за эталон, то максимальная погрешность при определении суммарных потерь электроэнергии отдельных распределительных линий методом числа эквивалентных суток и методом средних нагрузок составила 3,4 % и 4,2 % соответственно. Можно отметить, что погрешность несколько возрастала, когда сравнивались результаты расчета потерь для отдельных элементов сети. Здесь максимальная ошибка при использовании указанных методов составила соответственно 4,3 % и 6,2 % .

В то же время неучет изменений топологии сети, имевших место в течение расчетного периода, в отдельных случаях приводил к ошибке, которая достигала 9 %. Это выглядит естественным, поскольку любые коммутации (чаще всего вынужденные) в сети изменяют ее топологию по сравнению с нормальной схемой. А ведь именно при нормальной схеме имеет место минимум потерь электрической энергии.

Как и предполагалось, при использовании метода числа часов наибольших потерь ошибки были значительно большими. При определении потерь энергии для отдельных элементов сети погрешность в ряде случаев превышала 12 %. В этих условиях попытка учета изменений топологии сети, имевших место в пределах расчетного периода, не дала заметного положительного эффекта в плане повышения точности расчетов.

Таким образом, тщательная и корректная подготовка исходных данных о нагрузках, применение эффективных алгоритмов использования этой информации, учет изменения топологии сетей позволят добиться заметного повышения точности определения режимных параметров, вычисляемых значений потерь мощности и электрической энергии даже при существующем информационном обеспечении отечественных энергокомпаний.

1. *Зорин В. В.* Построение групповых графиков нагрузки в условиях неполной исходной информации / В. В. Зорин, В. А. Попов, П. Я. Экель и др. // Энергетика и электрификация. – 1998. – № 5. – С. 18–21.

2. *Совершенствование информационного обеспечения* задач моделирования и управления режимами СЭС в условиях реформирования электроэнергетики. Пути повышения эффективности моделирования электрических нагрузок в СЭС / В. А. Попов, А. А. Журавлев, В. Н. Сидоренко, В. И. Степанова // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2010. – № 2. – С. 97–103.

3. *Совершенствование информационного обеспечения* задач моделирования и управления режимами СЭС в условиях реформирования электроэнергетики. Принципы учета неопределенности исходной информации при моделировании нагрузок в распределительных сетях / В. А. Попов, Е. С. Ярмолюк, С. Б. Сахрагард, А. А. Журавлев // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2011. – № 1. – С. 61–65.

4. *Кофман А.* Введение в теорию нечетких множеств / А. Кофман – М.: Радио и связь, 1982. – 432 с.

5. *Воротницкий В. Э.* Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Учебно-методическое пособие / В.Э. Воротницкий, М. А. Калинкина. – М.: ИПКгосслужбы, 2001. – 64 с.

Надійшла до редакції 15.10.2012
Рекомендовано до друку докт. техн. наук В. М. Чермалихом