МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА СССР
ВСЕСОЮЗНАЯ ОРДЕНА ЛЕНИНА АКАДЕМИЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ НАУК имени В. И. ЛЕНИНА
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель министра
сельского хозяйства СССР
Н. А. СТОЛБУШКИН
12 июля 1979 г.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ РЕЗЕРВНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ЖИВОТНОВОДЧЕСКИХ ФЕРМ И КОМПЛЕКСОВ МОЛОЧНОГО НАПРАВЛЕНИЯ

gost.e-ecolog.ru

Москва 1980

УДК 631.371 : 621.311.4

Методические рекомендации по выбору резервных электростанций животноводческих ферм и комплексов молочного направления. М., ВИЭСХ, 1980.

Предусмотрен выбор резервных электростанций для повышения надежности электроснабжения вновь строящихся и существующих животноводческих ферм и комплексов молочного направления с типовой и индивидуальной технологией производства.

Рекомендации могут быть использованы при проектировании и эксплуатации резервного электроснабжения животноводческих ферм и комплексов.

Составлены с учетом неопределенного характера информации о перерывах электроснабжения. Разработан комплекс алгоритмов и программ для ЭВМ, позволяющий автоматизировать процесс выбора мощности резервных электростанций. Тексты программ на алгоритмическом языке ФОРТРАН-4 для ЭВМ типа ЕС хранятся в Государственном и Отраслевом фондах алгоритмов и программ, а также вычислительном центре Всесоюзного научно-исследовательского института электрификации сельского хозяйства.

Методические рекомендации разработаны сотрудниками Московского института инженеров сельскохозяйственного производства им. В. П. Горячкина (МИИСПа) проф. М. С. Левиным и Всесоюзного научно-исследовательского института электрификации сельского хозяйства (ВИЭСХа) канд. техн. наук А. Е. Мурадяном и Г. Л. Эбиной.

© Всесоюзный научно-исследовательский институт электрификации сельского хозяйства (ВИЭСХ), 1980

ВВЕДЕНИЕ

На крупных животноводческих фермах и комплексах промышленного типа надежность электроснабжения приобретает особое значение. Внезапные перерывы подачи электроэнергии могут привести к дезорганизации производства и вызвать значительный народнохозяйственный ущерб.

В последние годы для повышения надежности широко используют сетевое резервирование, которое снижает число и длительность перерывов электроснабжения, но полностью их не устраняет. Во многих случаях наряду с сетевым резервированием или вместо него эффективным оказывается применение автономных резервных электростанций на базе дизельных электроагрегатов.

Выбор мощности таких электростанций определяется многими факторами, основные из которых — нагрузки электроприемников, затраты на резервирование и значения ущербов при недоотпуске электроэнергии. С увеличением мощности автономного источника возрастают затраты на резервирование и снижается ущерб. Отсутствие априорной информации о перерывах электроснабжения затрудняет нахождение ущерба и приводит к необходимости решения технико-экономической задачи оптимизации в условиях неопределенности.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ИХ ОБОСНОВАНИЕ

Методика предназначена для выбора резервной электростанции животноводческих ферм и комплексов молочного направления с учетом неопределенного характера информации о перерывах электроснабжения.

В типовых проектах животноводческих ферм и комплексов с поголовьем 400, 600, 800 и 1200 коров [1, 2] необходимо предусматривать типовое здание для двух резервных электроагрегатов.

Вероятность отказа неработающего автономного источника в момент его включения выше вероятности повреждения работающего электроагрегата в любой момент времени. Ввиду недостаточного опыта эксплуатации резервных электростанций и отсутствия необходимых статистических данных трудно оценить вероятности отказа неработающего источника в момент его включения. Поэтому принято, что на резервных электростанциях (где возможно) должно быть установлено два электроагрегата равной мощности.

Номинальную мощность автономных источников определяют в каждом конкретном случае при привязке типового проекта сельскохозяйственного предприятия к местным условиям.

Мощность резервной электростанции выбирают по экономическому критерию минимума суммы приведенных затрат на резервное электроснабжение и ущерба сельскохозяйственному производству при перерывах подачи электроэнергии.

Считая, что резервную электростанцию строят в течение года, а текущие издержки неизменны во времени, приведенные затраты можно определить согласно [3] по выражению

$$З = E_н К + И_а + И_{э.л} + И_т + И_{т.р}, \qquad (1)$$

где $E_н$ — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений; $К = К_з + К_{эа}$ — капиталовложения, руб.; $К_з$ и $К_{эа}$ — стоимость соответственно здания и электроагрегата с

дополнительным и вспомогательным оборудованием; $И_з$, $И_{з.п}$, $И_т$, $И_{т.р}$ — издержки соответственно на амортизацию, заработную плату, топливо и текущий ремонт, руб.

Составляющие ежегодных издержек находят по формулам:

$$И_{а.з} = p_{а.з} К_з; \qquad И_{а.эа} = p_{а.эа} К_{эа}; \tag{2}$$

$$И_{з.п} = b \frac{T + t_{пр}}{t_{р.ч}}; \tag{3}$$

$$И_т = g \frac{P}{\eta} a T; \tag{4}$$

$$И_{т.р} = p_{т.р}(К_з + К_{эа}), \tag{5}$$

где $p_{а.з}$, $p_{а.эа}$ $p_{т.р}$ — ежегодные отчисления от капиталовложений соответственно на амортизацию здания, электроагрегата с дополнительным и вспомогательным оборудованием, текущий ремонт, о.е.; b — среднегодовая заработная плата обслуживающего персонала, руб./год; T — число часов работы электростанции, ч/год; $t_{пр}$ и $t_{р.ч}$ — число часов соответственно, затрачиваемое на профилактическое обслуживание, и работы обслуживающего персонала, ч/год; g — удельный расход дизельного топлива, кг/кВт·ч; P — номинальная мощность электроагрегата, кВт; η — КПД генератора и передачи, о. е; a — средняя стоимость топлива, руб./кг.

Исходные данные, необходимые для расчета приведенных затрат, показаны в табл. 1.

Таблица 1

Обозначение	Принятое значение	Литература
$p_{а.з}$, %	4,7	4
$p_{а.эа}$, %	10,2	4
$p_{т.р}$, %	5	3
b, руб./год	1080	3
$t_{пр}$, ч/год	75	3
$t_{р.ч}$, ч/год	2090	3
a, руб./кг	0,04	3

Как показывают расчеты, в пределах возможной длительности перерывов централизованного электроснабжения приведенные затраты практически не зависят от числа часов работы резервной электростанции в течение года и могут

быть однозначно определены (с погрешностью до 5%) по номинальной мощности автономного источника.

Ущерб складывается из составляющих по отдельным технологическим процессам. При одной и той же мощности резервного источника он зависит от момента начала отключений, числа, а также длительности каждого из них в течение года.

Момент отключения обусловливает число и тип технологических процессов, совпадающих с перерывом электроснабжения, а для животноводческих ферм и комплексов молочного направления, кроме того, ущерб по процессу доения. Нарушение электроснабжения, совпадающее с началом процесса доения, вызывает наибольший ущерб по сравнению с ущербом при перерыве в любой другой момент.

Число отключений в год (поток отказов) и их длительность характеризуют надежность системы электроснабжения, которая зависит от конфигурации схемы электрических соединений и надежности отдельных ее элементов. Анализ опубликованных статистических показателей надежности элементов схем [5—8] свидетельствует об их недостаточной полноте и о значительном расхождении приведенных данных в различных литературных источниках.

Пределы изменения статистических показателей надежности элементов схем по литературным источникам [5—8] приведены в табл. 2, где приняты следующие обозначения: λ и μ — поток отказов и частота плановых ремонтов, 1/год; $\tau_в$ и $\tau_п$ – средние продолжительности соответственно вынужденных (аварийных) и плановых отключений, ч.

Таблица 2

Элементы схем	Пределы изменения показателей надежности		
	λ, 1/год	$\tau_в$, ч	$\mu\tau_п$, ч/год
ВЛ 110 кВ (на 100 км)	0,5—5	10—14	40—120
Выключатель 110 кВ	0,015—0,05	23—50	30—35
Разъединитель 110 кВ	0,0001—0,015	2—4	2—8
Отделитель и короткозамыкатель 110 кВ	0,015—0,06	15	10
АВР 110 кВ (на действие)	0,05	0,33	8
Трансформатор 110/10 кВ	0,005—0,03	90—200	25—30
Выключатель 10 кВ	0,0004—0,25	1,5—10	2,4—18
Разъединитель 10 кВ	0,0001—0,075	1,5—4	2—8
Шины 10 кВ (на секцию)	0,0004—0,06	1—2	2—6
АВР 10 кВ (на действие)	0,1	0,33	8
Кабель 10 кВ в грунте (на 100 км)	0,5—5	12—40	0—8
ВЛ 10 кВ (на 100 км)	10—25	4,8—12	0—32
Трансформатор 10/0,38 кВ (до 1000 кВА)	0,0015—0,12	10—100	5—15
Предохранитель 10 кВ	0,02—0,25	2	0
Автомат	0,1	5	0

При выборе мощности резервной электростанции инженер-проектировщик не располагает априорной информацией о моменте начала отключений, характеристиках отказов и вынужден принимать решения в условиях неопределенности. Обобщенным неопределенным фактором является ущерб сельскохозяйственному производству от недоотпуска электроэнергии при отсутствии резервного источника, учитывающий неопределенность момента начала отключений и их общей длительности.

Ущерб при некотором значении мощности резервной электростанции — это разность между ущербом при отсутствии резервного источника и его снижением, которое достигается работой автономного источника выбранной мощности

$$У = У_0 - \Delta У (P, У_0), \qquad (6)$$

где У и $У_0$ — ущербы соответственно сельскохозяйственному производству при мощности резервной электростанции P, отличной от нуля, и в условиях отсутствия резервного источника ($P=0$); $\Delta У (P, У_0)$ — снижение ущерба при работе резервной электростанции мощностью P.

Снижение ущерба равно сумме ущербов по процессам, резервируемым автономным источником рассматриваемой мощности. Оно может быть найдено по методике [9] с использованием совмещенного графика нагрузок комплекса (фермы), составленного последовательным наложением графиков нагрузок отдельных процессов.

Проведенные расчеты показали, что для молочных ферм и комплексов снижение ущерба с достаточной для практических целей точностью можно представить произведением

$$\Delta У (P, У_0) = У_0 f (P), \qquad (7)$$

где $f (P)$ — функция, не зависящая от $У_0$.

Подставляя (7) в (6), получим

$$У = У_0 [1 - f (P)] = У_0 F (P), \qquad (8)$$

где $1-f (P) = F (P)$ — полином степени m относительно P, коэффициенты которого зависят от принятой технологии производства.

Средние зависимости ущерба от мощности резервного источника (о.е.) для каждого типа молочного комплекса или фермы, найденные по методике [9] с использованием совмещенных графиков нагрузок, приведены на рис. 1.

Мощность резервной электростанции (о.е.) и ущерб определяют по выражениям:

$$x = \frac{P}{P_р}; \qquad y = \frac{У}{У_0} = F\left(\frac{P}{P_р}\right), \qquad (9)$$

где $P_р$ — расчетная нагрузка комплекса или фермы.

Расчетные мощности комплексов и ферм молочного направления, принятые по действующим типовым проектам [1, 2], даны в табл. 3.

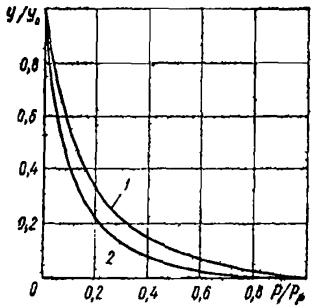

Рис. 1. Зависимости ущерба от мощности резервного источника для ферм и комплексов с поголовьем:
1 — *n*=400, 600; *2* — 800, 1200 гол.

Таблица 3

Поголовье	Расчетная мощность, кВт
400	120
600	140
800	376
1200	406

Приведенные на рис. 1 зависимости с наилучшим приближением аппроксимируются полиномом четвертой степени. Значение функции $F(x)$ в любой точке $0 \leqslant x \leqslant 1$ может быть вычислено по формуле

$$F(x) = C_{m+1} + \sum_{l=1}^{m} C_l x^{m+1-l}, \qquad (10)$$

где C_l — коэффициенты полинома степени m (табл. 4).

Аппроксимация выполнена методом наименьших квадратов на ЭВМ ЕС-1020.

Таблица 4

Поголовье	Коэффициенты полиномов при $m=4$				
	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5
400, 600	6,923	—16,716	14,448	—5,639	0,986
800, 1200	11,900	—28,335	23,042	—7,588	0,982

Вероятность безотказной работы резервного электроагрегата за период аварийного или планового отключения комплекса (фермы) близка к единице, поэтому ущерб принимается равным нулю, если мощность автономного источника больше расчетной нагрузки сельскохозяйственного предприятия или равна ей.

Отсутствие априорной информации о моменте начала отключений и их возможной длительности вызывает необходимость выбора оптимальной мощности резервной электростанции в условиях неопределенности игровыми методами теории исследования операций [10].

Постановка задачи. Из заданного набора стандартных типов и номинальных мощностей резервных электроагрегатов с учетом неопределенного характера информации о значениях ущерба сельскохозяйственному производству выбрать резервный автономный источник, оптимальный по экономическому критерию эффективности.

Поставленную задачу целесообразно рассматривать как игру с природой, в которой стратегиями оперирующей стороны являются номинальные мощности резервных электроагрегатов, а природы — значения ущербов при отсутствии резервного источника.

Множество реализаций ущерба при отсутствии резервного источника, соответствующее множеству состояний природы, несчетно, но ограничено областью неопределенности $[У_{0\,min}, У_{0\,max}]$.

Показатель эффективности представляет монотонно-непрерывную функцию состояния природы

$$W(x, У_0) = З(x) + У_0 F(x). \qquad (11)$$

Выбор оптимальной мощности резервной электростанции основан на методе районирования множества векторов состояния природы [11]. При решении задачи методом районирования необходимо знать пределы изменения ущерба $У_0$.

Минимальному ущербу $У_{0\,min}$ соответствуют наиболее надежная схема электрических соединений *1* (рис. 2), самый благоприятный момент отключения и лучшие показатели надежности отдельных элементов системы электроснабжения (см. табл. 2), а максимальному $У_{0\,max}$ — малонадежная схема *2* (рис. 3), самый неблагоприятный момент отключения и худшие показатели надежности отдельных элементов.

В схеме *1* использованы высоконадежные средства, предусмотрено резервирование основных ее элементов от 110 до 0,38 кВ и дополнительное сетевое. В схеме *2* отсутствует сетевое резервирование, сельскохозяйственное предприятие

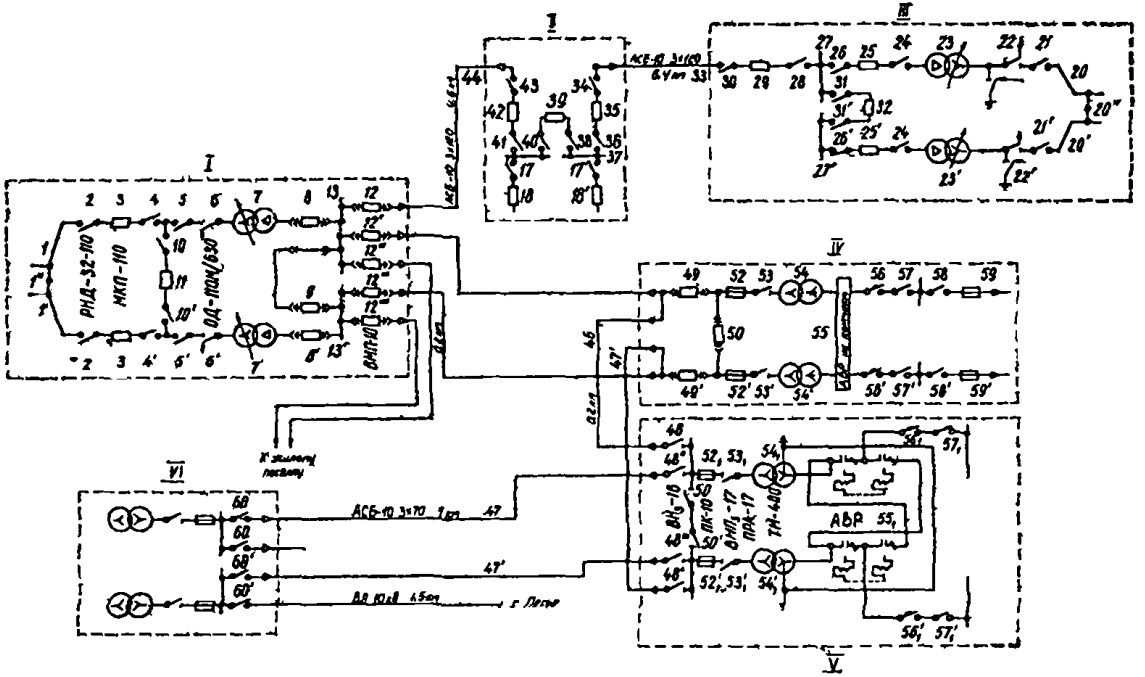

Рис. 2. Схема электроснабжения *1*

I — п/ст 110/10 кВ «Щапово»; *II* — РП-10 кВ «Озноби́шино»; *III* — п/ст 110/10 кВ «Северово»; *IV*, *V* — ТП ферм соответственно № 1 и 2; *VI* — ТП 10/0,38 кВ котельной жилого поселка

питается от подстанции 110/10 кВ по линии 10 кВ длиной $l \leqslant 25$ км, на ТП 10/0,38 кВ установлен только один трансформатор.

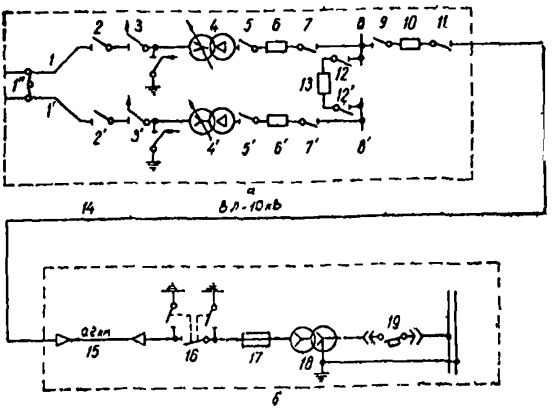

Рис. 3. Схема электроснабжения *2*.
а — п/ст 110/10 кВ; *б* — ТП 10/0,38 кВ комплекса (фермы)

Пределы изменения ущерба при отсутствии резервного источника можно найти по методике [9], согласно которой $У_0$ складывается из двух составляющих

$$У_0 = У' + У'', \tag{12}$$

где $У'$ и $У''$ — годовой ущерб по основным и неосновным производственным процессам, руб./год.

Годовой ущерб по основным процессам

$$У' = У'_ч n T_э, \tag{13}$$

где $У'_ч$ — суммарный удельный ущерб при отключении фермы или комплекса в расчете на 1 гол., руб./ч; n — поголовье животных; $T_э$ — эквивалентная длительность отключений, ч/год.

Удельный ущерб $У'_ч$ определяют по номограмме [9], а эквивалентную длительность отключений вычисляют по показателям надежности схемы централизованного электроснабжения

$$T_э = \lambda \tau_в + \gamma \mu \tau_п, \tag{14}$$

где $\gamma = 0{,}33$ — коэффициент, учитывающий меньшую тяжесть плановых отключений по сравнению с аварийными [12].

Годовой ущерб по неосновным производственным процессам 24 коп. за 1 кВт·ч недоотпущенной электроэнергии.

Разработанный комплекс алгоритмов и программ для ЭВМ позволяет определить пределы изменения показателей надежности различных схем электроснабжения по известным показателям составляющих их элементов (приложения 1, 2).

Пределы изменения ущерба $У_0$ для животноводческих ферм и комплексов с типовой технологией производства молока приведены в табл. 5.

Таблица 5

Ущерб, тыс. руб./год	Поголовье			
	400	600	800	1200
$У_{0\,min}$	0,025	0,035	0,084	0,114
$У_{0\,max}$	15	21,9	49,6	72,2

Для каждого типа комплекса или фермы метод районирования позволяет разбить множество возможных значений ущерба $[У_{0\,min}, У_{0\,max}]$ на области, в каждой из которых оптимален один типоразмер резервного автономного источника из рассматриваемого набора стандартных мощностей. Алгоритм и программа расчета методом районирования приведены в приложении 3.

Решение, полученное методом районирования, обладает устойчивостью: результат разбиения суженной области возможных значений ущерба $У_0$ без изменения является составной частью решения, найденного районированием расширенной области значений $У_0$. Следовательно, для каждого типа сельскохозяйственного предприятия необходимо и достаточно определить интервалы оптимальности рассматриваемых номинальных мощностей резервных электроагрегатов один раз — при наиболее широком диапазоне изменения ущерба $У_0$.

Возможное число интервалов оптимальности R не превосходит числа стандартных мощностей резервных электростанций K, т. е.

$$1 \leqslant R \leqslant K. \qquad (15)$$

В некоторых случаях R оказывается меньше K. Это означает, что некоторые типоразмеры автономных источников не могут быть оптимальны ни при каком из возможных значений ущерба $У_0$.

При изменении исходного числа типоразмеров K области оптимальности, найденные методом районирования, могут отличаться от полученных ранее.

Для строгого и окончательного выбора мощности резервной электростанции необходимо определить, какому интервалу оптимальности соответствуют действительные значения ущерба при отсутствии автономного источника. Для этого достаточно грубо оценить пределы изменения показателей надежности и ущерба $У_0$ для каждой конкретной схемы электроснабжения.

Пределы изменения показателей надежности и ущерба $У_0$, соответствующие схемам различной конфигурации при длине ВЛ 10 кВ до 25 км, приведены в приложении 1.

В качестве наиболее надежной принята схема *1* (см. рис. 2). Наименее надежна схема *2* (см. рис. 3).

Промежуточными (по надежности) являются схемы *3* и *4* (рис. 4). По схеме *3* (в отличие от *1*) питание комплекса

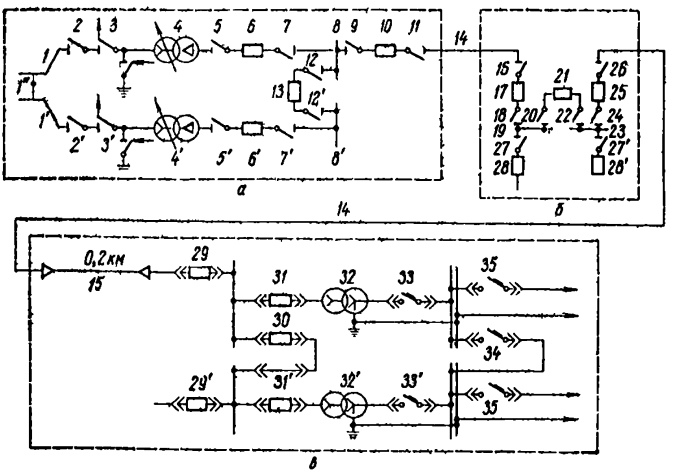

Рис. 4. Схема электроснабжения *4*:
а — п/ст 110/10 кВ; *б* — РП 10 кВ; *в* — ТП 10/0,38 кВ комплекса (фермы)

или фермы осуществляется от различных секций шин 10 кВ подстанции 110/10 кВ по двум параллельным линиям 10 кВ длиной $l \leqslant 25$ км. В остальном схема 3 идентична *1* и отдельно не показана. Схема 4 отличается от 2 главным образом установкой двух трансформаторов на ТП 10/0,38 кВ.

Порядок выбора мощности дизельных электроагрегатов зависит от располагаемой исходной информации о конфигурации схемы централизованного электроснабжения, возможных пределах изменения показателей надежности отдельных ее элементов и длине ВЛ 10 кВ.

Обозначим: $У_{0н}$ и $У_{0в}$ — нижняя и верхняя границы области (зоны) оптимального использования резервных электростанций, тыс. руб./год, определяемые методом районирования; $У_{01}$ и $У_{02}$ — пределы изменения ущерба для каждой конкретной схемы электроснабжения, тыс. руб./год, соответствующие *лучшим и худшим показателям надежности.*

Если схема централизованного электроснабжения комплекса или фермы аналогична одной из рассмотренных (табл. 6) и отсутствует более достоверная, чем в табл. 2, информация о пределах изменения показателей надежности составляющих ее элементов, то для выбора мощности резервной электростанции необходимо следующее.

используя программу для ЭВМ *MERA* (см. приложение 3) и зависимости (см. рис. 1), выполнить районирование; по рис. 8—12 определить значения $У_{01}$ и $У_{02}$.

Таблица 6

Рассмотренные схемы	Характеристика аналогичных схем
1, 3 без сетевого резервирования	Двухтрансформаторная ТП 10/0,38 кВ комплекса (фермы) через две параллельные ВЛ 10 кВ питается от разных секций шин 10 кВ двухтрансформаторной подстанции 110-35/10 кВ
1, 3 с сетевым резервированием	То же, но с сетевым резервом по ВЛ 10 кВ от соседней подстанции 110-35/10 кВ
2	Однотрансформаторная ТП 10/0,38 кВ комплекса (фермы) через ВЛ 10 кВ питается от двухтрансформаторной подстанции 110-35/10 кВ
4 без РП	То же, но на ТП 10/0,38 кВ установлены два трансформатора
4 с РП	То же, но ВЛ 10 кВ, присоединена к подстанции 110-35/10 кВ через РП 10 кВ

Если найденная область изменения ущерба [$У_{01}$, $У_{02}$] строго соответствует какому-либо интервалу оптимальности [$У_{0н}$, $У_{0в}$] дизельных электроагрегатов, то это равносильно снятию неопределенности исходной информации и однозначному выбору оптимального решения. В некоторых случаях, когда исходной информации недостаточно для снятия неопределенности, т. е. границы области [$У_{01}$, $У_{02}$] выходят за пределы одного интервала оптимальности [$У_{0н}$, $У_{0в}$], предпочтение следует отдать резервной электростанции большей мощности.

При наличии более достоверной информации о характеристиках отказов или существенно иной конфигурации схемы электроснабжения, а также типовой технологии производства молока на существующих сельскохозяйственных предприятиях или строящихся по индивидуальным проектам для выбора мощности резервной электростанции можно использовать разработанный комплекс алгоритмов и программ по расчету надежности электроснабжения (см. приложения 1, 2). При этом значения $У_{01}$ и $У_{02}$ находят не по рис. 8—12, а по формулам (12) — (14).

Для животноводческих ферм и комплексов с нетиповой технологией производства необходимо:

по методике [9] и графикам нагрузок сельскохозяйственного предприятия получить зависимость ущерба от мощности резервного источника в относительных единицах, аналогичную приведенным на рис. 1;

вычислить пределы изменения показателей надежности схемы и ущерба $У_0$ (как описано выше);

используя разработанную для ЭВМ программу *MERA* (см. приложение 3), выбрать оптимальную мощность резервной электростанции.

Резервные электроагрегаты могут работать параллельно или на раздельную нагрузку.

Выбранные номинальные мощности резервных электроагрегатов могут оказаться соизмеримы с силовой нагрузкой сельскохозяйственных предприятий, поэтому нужно проверить устойчивость работы электроприводов в режимах пуска асинхронных двигателей. Необходимые формулы [13] приведены в приложении 4.

Если номинальная мощность электростанции меньше расчетной нагрузки сельскохозяйственного предприятия, то резервированию подлежат технологические процессы, перерыв электроснабжения которых вызывает наибольший ущерб. На фермах и комплексах по производству молока в первую очередь автономным питанием должны быть обеспечены электроприемники систем доения, аварийных освещения и вентиляции, затем — первичной обработки молока, далее — поения и кормления, наконец — системы поддержания микроклимата и остальные.

Для распределения электроэнергии от резервного автономного источника к приемникам целесообразно использовать существующие ЛЭП 0,38 кВ основного питания. При этом необходимо отсоединить от сети на время аварии или планового отключения потребители, не подлежащие резервированию. Способы, позволяющие автоматически выполнить такую разгрузку, и реализующие их устройства разработаны в Целиноградском сельскохозяйственном институте [14, 15].

В предложенных схемах автоматической разгрузки сети источником управляющих сигналов служит генератор резервной электростанций. В качестве управляющего сигнала можно использовать изменение чередования фаз или частоты на шинах резервного электроагрегата. Применение первого или второго способа зависит от числа ответственных потребителей и схемы их подключения к основной сети.

При выборе изменения чередования фаз можно довести управляющий сигнал до шин 0,38 кВ ТП, использование изменения частоты позволяет разгрузить сеть вплоть до уровня отдельных приемников электроэнергии. Первый способ проще по исполнению устройств разгрузки, второй — обеспечивает большую гибкость схемы разгрузки.

Экономический эффект резервирования представляет разность

$$Э = W_0 - W, \tag{16}$$

где W_0 и W — показатели эффективности соответственно в условиях отсутствия резервного источника и при установке электроагрегата выбранной мощности.

С учетом (6) — (9) и (11)

$$Э = У_0 f(x) - З. \tag{17}$$

В пределах области оптимального использования автономного источника экономический эффект резервирования — монотонно-непрерывная функция значения ущерба $У_0$. Каждой схеме централизованного электроснабжения при конкретной длине ВЛ соответствует интервал значений эффекта, который обусловлен пределами изменения ущерба $У_0$, характеризующими ее надежность.

Для оценки экономического эффекта резервирования целесообразно ввести понятие среднего эффекта $\overline{Э_i}$ на каждом i-том интервале оптимальности мощности P_i и среднего эффекта $\overline{Э}$ в целом по каждому типу комплекса (фермы).

Средний эффект $\overline{Э}$ определяют по выражению

$$\overline{Э} = \frac{1}{R} \sum_{1}^{R} \overline{Э_i} \tag{18}$$

Предварительные расчеты показывают, что при использовании резервных электростанций на типовых животноводческих фермах и комплексах молочного направления с поголовьем от 400 до 1200 он составляет от 0,8 до 6,9 тыс. руб. в год.

Основные теоретические положения методики могут быть использованы при решении вопросов резервного электроснабжения других типов сельскохозяйственных предприятий.

Приложение 1

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЛАСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И УЩЕРБОВ ПРИ ОТСУТСТВИИ РЕЗЕРВНЫХ АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Показатели надежности схемы электроснабжения наиболее просто и с достаточной точностью могут быть вычислены методом диаграмм, или блок-схем надежности [6, 7] по известным показателям составляющих ее элементов.

Пределы изменения показателей надежности схемы определяют при крайних значениях показателей отдельных ее элементов, приведенных в табл. 2.

Метод диаграмм надежности основан на следующих допущениях:

1. Отказы элементов схемы, приводящие к перерывам или ограничениям электроснабжения, вызывают факторы, которые носят случайный характер, поэтому отказы рассматривают как случайные события.

2. Принимают простейший поток отказов и экспоненциальный закон распределения времени восстановления всей системы электроснабжения и отдельных ее элементов.

При расчете методом диаграмм надежности схему электрических соединений рассматривают как совокупность последовательно и параллельно соединенных (с точки зрения надежности) элементов или блоков.

Если повреждение любого из элементов вызывает нарушение электроснабжения, то они включаются последовательно. Если нарушение электроснабжения наступает только после повреждения всех элементов, то они включаются параллельно.

Рассчитывают надежность по блок-схеме, преобразуя последовательно или параллельно соединенные блоки в эквивалентные до тех пор, пока шины источника питания и потребителя не окажутся связанными одним эквивалентным блоком. Показатели надежности этого блока являются искомыми показателями надежности схемы электроснабжения.

Для составления блок-схемы при наличии нескольких источников питания в сети их объединяют, а линии замещают блоками, связанными между собой, с потребителем и источником питания также, как и в исследуемой схеме.

Показатели надежности эквивалентного блока из n последовательных элементов определяют по формулам:

$$\lambda = \sum_{i=1}^{n} \lambda_i; \qquad \mu = \sum_{i=1}^{n} \mu_i; \tag{19}$$

$$\tau_в = \frac{1}{\lambda} \sum_{i=1}^{n} \tau_{вi}\lambda_i; \qquad \tau_п = \frac{1}{\mu} \sum_{i=1}^{n} \mu_i\tau_{пi}, \tag{20}$$

где λ_i, μ_i — соответственно поток отказов и частота плановых ремонтов i-го элемента, 1/год; $\tau_{вi}$ и $\tau_{пi}$ — средняя длительность соответственно аварийных и плановых отключений i-го элемента, ч.

Показатели надежности эквивалентного блока параллельно соединенных элементов i и j находят по выражениям (21)—(26).

Поток отказов

$$\lambda = \lambda_{в.в} + \lambda_{в.п}, \tag{21}$$

где $\lambda_{в.в}$ и $\lambda_{в.п}$ — часть повреждений, вызванная совпадением аварийных отключений соответственно параллельно соединенных элементов i, j и одного из них с плановым отключением другого

$$\lambda_{в.в} = \lambda_i\lambda_j \frac{\tau_{вi} + \tau_{вj}}{8760}; \tag{22}$$

$$\lambda_{в.п} = \frac{1}{8760}(\lambda_j\mu_j\tau_{пj} + \lambda_j\mu_j\tau_{пi}). \tag{23}$$

Средняя длительность восстановления одного отключения

$$\tau_в = \frac{\tau_{в.в}\lambda_{в.в} + \tau_{в.п}\lambda_{в.п}}{\lambda_{в.в} + \lambda_{в.п}}, \tag{24}$$

где $\tau_{в.в}$ — средняя длительность отключения при совпадении аварийных повреждений элементов; $\tau_{в.п}$ — то же, но при сов-

падении аварийного отключения одного из элементов с плановым отключением другого

$$\tau_{в.в} = \frac{\tau_{вl}\,\tau_{вj}}{\tau_{вl} + \tau_{вj}}; \qquad (25)$$

$$\tau_{в.п} = \frac{\lambda_j \mu_l \tau_{пl}\,\tau_{вj}\,\mu_l \tau_{пl}}{(\lambda_j \mu_l \tau_{пl} + \lambda_l \mu_j \tau_{пl})(\tau_{вj} + \mu_l \tau_{пl})} + \\ + \frac{\lambda_l \mu_j \tau_{пj}\,\tau_{вl}\,\mu_j \tau_{пj}}{(\lambda_l \mu_j \tau_{пj} + \lambda_j \mu_l \tau_{пl})(\tau_{вl} + \mu_j \tau_{пj})} \qquad (26)$$

Исходные и преобразованные диаграммы надежности электрических схем *1—4* приведены на рис. 5—7.

Для расчета надежности схем электроснабжения разработаны алгоритм, основанный на методе диаграмм надежности, и соответствующий комплекс программ для ЭВМ.

Расчеты надежности схем *1 — 4* выполнены на ЭВМ ЕС-1020. При этом для одинаковых элементов всех схем приняты равные показатели, соответствующие крайним значениям в табл. 2, что дает возможность учесть влияние конфигурации схемы электрических соединений и разброса исходных характеристик составляющих ее элементов. Полученные значения соответствуют надежности на шинах 0,38 кВ ТП.

Для схем *1* и *3*, все элементы которых резервированы, плановые отключения учтены при их наложении на аварийные и, следовательно, показатели плановых ремонтов отражены в показателях надежности вынужденных отключений. Плановые отключения нерезервированных элементов схем *2* и *4* учтены отдельно от аварийных.

Показатели надежности схем 2 — 4 (лучшие *а* и худшие *б*) и соответствующие им ущербы $У_0$ минимальные *в* и максимальные *г* при различной длине *l* ВЛ 10 кВ приведены на рис. 8 — 12, а схемы *1* могут быть определены по рис. 8 — 9 из условия $l=0$.

Как показывают расчеты, исходные показатели надежности отдельных элементов схемы существенно влияют на ее результирующие показатели. Чем выше степень резервирования, тем это влияние меньше.

Надежность схемы электрических соединений в основном определяют показатели надежности ВЛ 10 кВ и ТП 10/0,38 кВ.

Независимо от схемы электрических соединений ее результирующие показатели — поток отказов, частота плановых ремонтов, число часов аварийных и плановых отключений — линейные функции длины нерезервированного участка ВЛ. Аналитическая зависимость средней длительности вынужденных отключений $\tau_в = f(l)$ представляет собой дробно-линейную функцию, график которой — равносторонняя

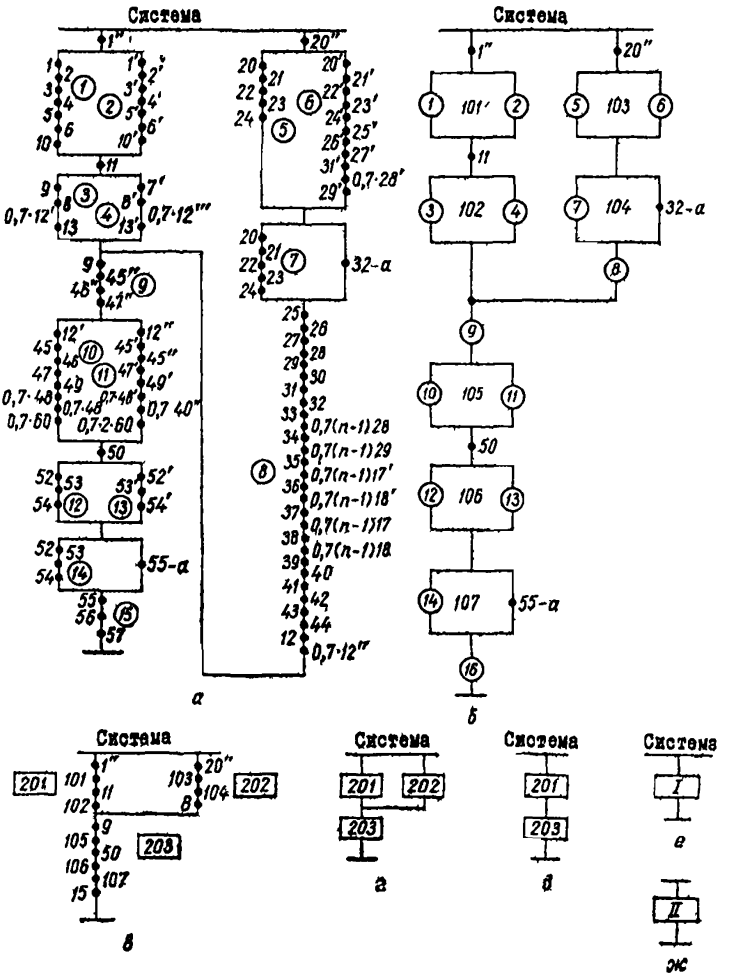

Рис. 5. Исходная (*а*) и преобразованные (*б, в, г, д, е, ж*) диаграммы надежности схемы *1*

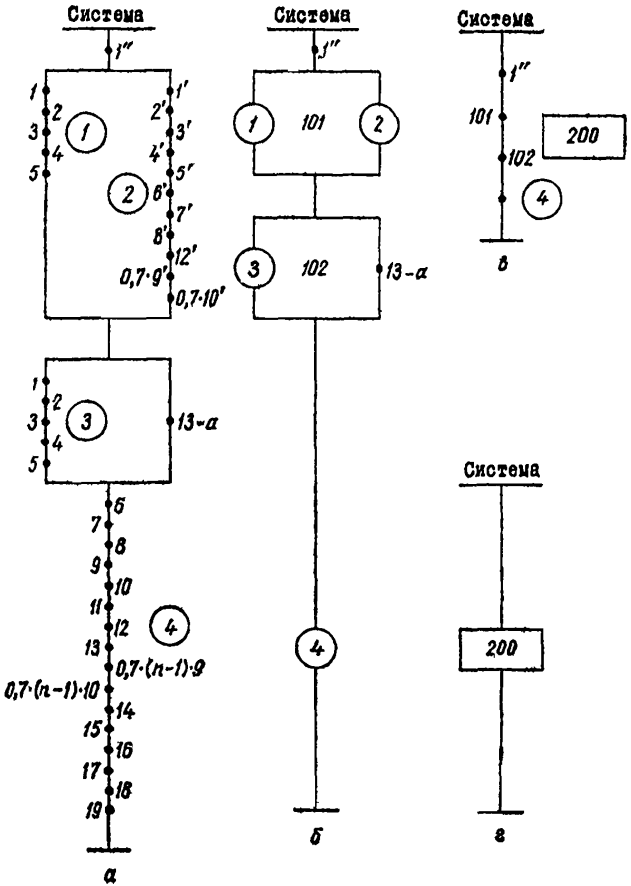

Рис. 6. Исходная *(а)* и преобразованные *(б, в, г)* диаграммы надежности схемы *2*

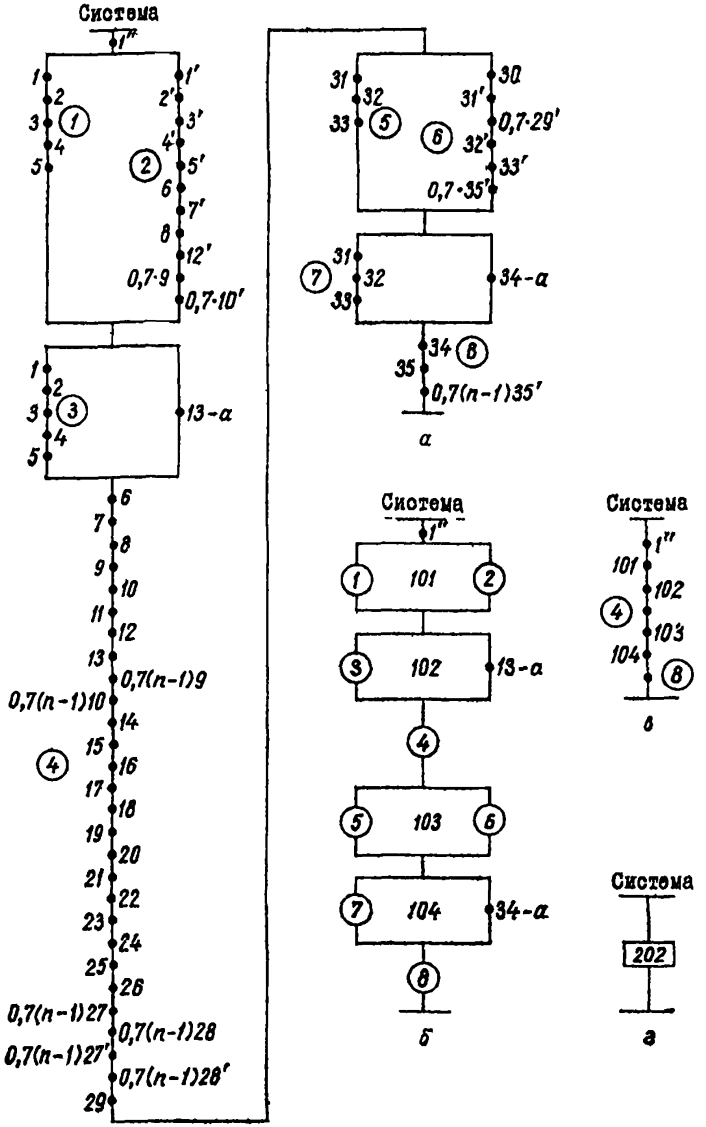

Рис. 7. Исходная (*а*) и преобразованные (*б, в, г*) диаграммы надежности схемы 4

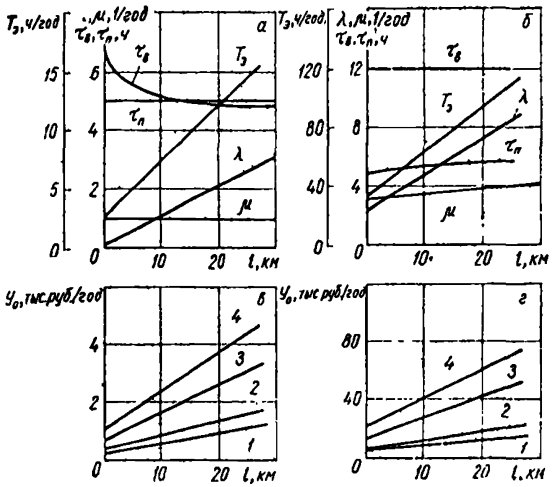

Рис. 8. Пределы изменения показателей надежности схемы *2* и соответствующих ущербов:
1 — n=400; *2* — 600; *3* — 800; *4* — 1200 гол.

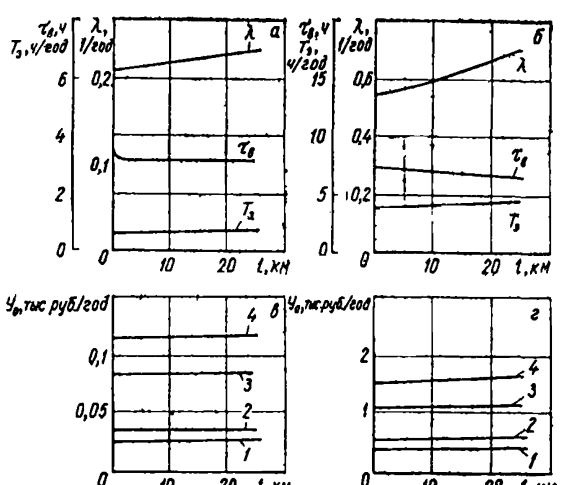

Рис. 9. Пределы изменения показателей надежности схемы *3* с сетевым резервом и соответствующих ущербов:
1 — n=400; *2* — 600; *3* — 800; *4* — 1200 гол.

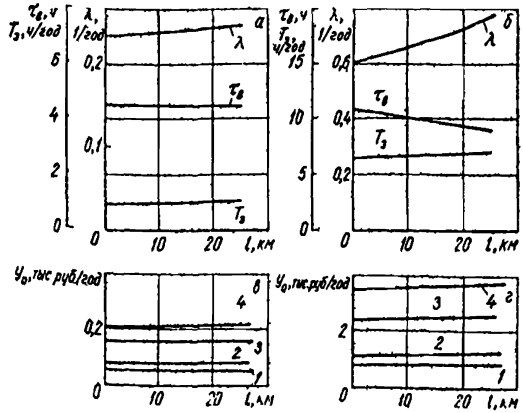

Рис. 10. Пределы изменения показателей надежности схемы *3* без сетевого резерва и соответствующих ущербов:

1 — *n*=400; *2* — 600; *3* — 800; *4* — 1200 гол.

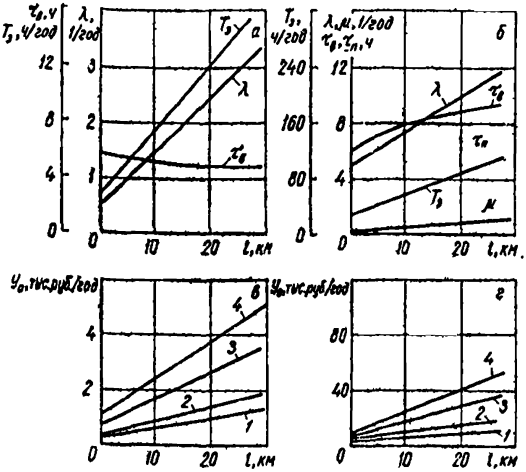

Рис. 11. Пределы изменения показателей надежности схемы *4* с РП и соответствующих ущербов:

1 — *n*=400; *2* — 600; *3* — 800; *4* — 1200 гол.

гипербола с асимптотами, параллельными осям координат. С увеличением длины линии средняя длительность аварийного отключения потребителя асимптотически приближается к среднему времени вынужденного отключения ВЛ. Полученные зависимости справедливы при стационарном пуассоновском потоке отказов и экспоненциальном законе распределения времени восстановления системы электроснабжения и отдельных ее элементов.

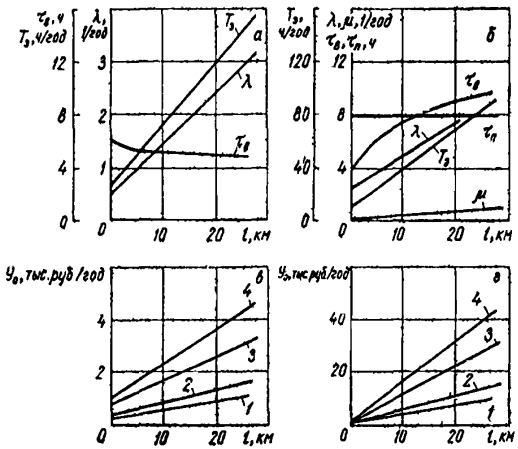

Рис. 12. Пределы изменения показателей надежности схемы *4* без РП и соответствующих ущербов:
1 — n=400; *2* — 600; *3* — 800; *4* — 1200 гол.

Как следует из приведенных результатов, минимальные и максимальные значения ущербов при отсутствии резервного автономного источника существенно зависят от степени резервирования схемы централизованного электроснабжения и длины ВЛ 10 кВ. Однако пределы изменения ущерба $У_0$ определяются разбросом исходных показателей надежности отдельных элементов схемы. Поэтому при выборе мощности резервной электростанции в условиях неопределенного характера информации о перерывах электроснабжения за нижнюю и верхнюю границы области изменения ущербов $У_0$ следует принять значения, найденные соответственно при наилучших и наихудших показателях надежности отдельных элементов каждой схемы.

Приложение 2

АЛГОРИТМ И ПРОГРАММА РАСЧЕТА НАДЕЖНОСТИ МЕТОДОМ БЛОК-СХЕМ

Исходными данными для расчета показателей надежности любой схемы электрических соединений являются:

ее диаграмма надежности, всем элементам которой присвоен порядковый номер от 1 до n, где n — число элементов;

показатели надежности каждого элемента;

число ветвей K исходной диаграммы;

матрица, задающая номера первого и последнего элементов каждой ветви.

Алгоритм основан на преобразовании исходной диаграммы надежности за счет последовательно-параллельного сложения элементов и блоков.

Программа написана на алгоритмическом языке ФОРТРАН-4 применительно к ЕС ЭВМ. Она состоит из основной программы и трех подпрограмм типа *SUBROUTINE*: *VETV*, *PAR* и *POS*.

Основная программа представляет набор инструкций присваивания и операторов обращения к подпрограммам в соответствии с конфигурацией диаграммы надежности.

В отличие от основной программы вызываемые ею подпрограммы без изменения применимы к любой схеме электрических соединений.

Подпрограмма *VETV* определяет показатели надежности каждой ветви исходной диаграммы, состоящей из нескольких последовательно соединенных элементов. Ее блок-схема приведена на рис. 13, где приняты следующие обозначения: I — номер ветви исходной диаграммы, $I \leqslant I \leqslant K$; K — число ветвей. J — номер элемента I-той ветви диаграммы, $N \leqslant J \leqslant M$ N, M — номера соответственно первого и последнего элемен-

тов I-той ветви; KL (2, K) — массив, задающий номер первого и последнего элементов каждой I-той ветви диаграммы; $A(J)$, $B(J)$, $C(J)$, $D(J)$ — элементы массивов исходной диаграммы, соответствующие показателям надежности λ, $\tau_в$, μ, $\tau_п$ J-го элемента каждой I-той ветви; $R(I)$, $P(I)$, $S(I)$, $T(I)$ — элементы массивов преобразованной диаграммы надежности, соответствующие результирующим показателям надежности λ, $\tau_в$, μ, $\tau_п$ I-той ветви.

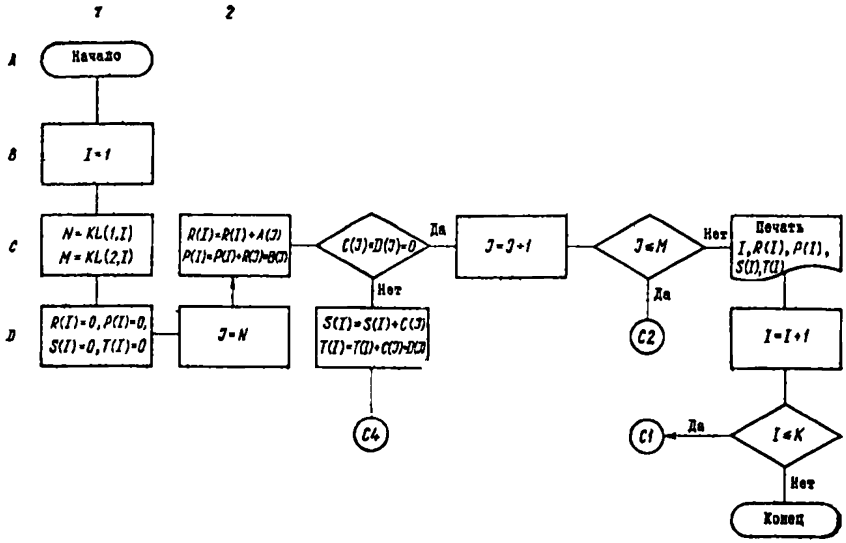

Рис. 13. Блок-схема подпрограммы *VETV*

Подпрограмма *PAR*, блок-схема которой показана на рис. 14, вычисляет показатели надежности блока, эквивалентного двум параллельно соединенным ветвям диаграммы по формулам (21) — (26).

Соответствие между физическими величинами и формальными аргументами подпрограммы *PAR* приведено в табл. 7.

На рис. 14 принято:

$$QZ = Q * Z/(Q + Z); \tag{27}$$

$$WU = W * U/(W + U) \tag{28}$$

$$\text{и } WУ1 = У * W * * 2 * U/(У * W + X * Q)/(U + W); \tag{29}$$

$$WУ2 = X * Q * * 2 * Z/(У * W + X * Q)/(Z + Q); \tag{30}$$

$$WУ = WУ1 + WУ2. \tag{31}$$

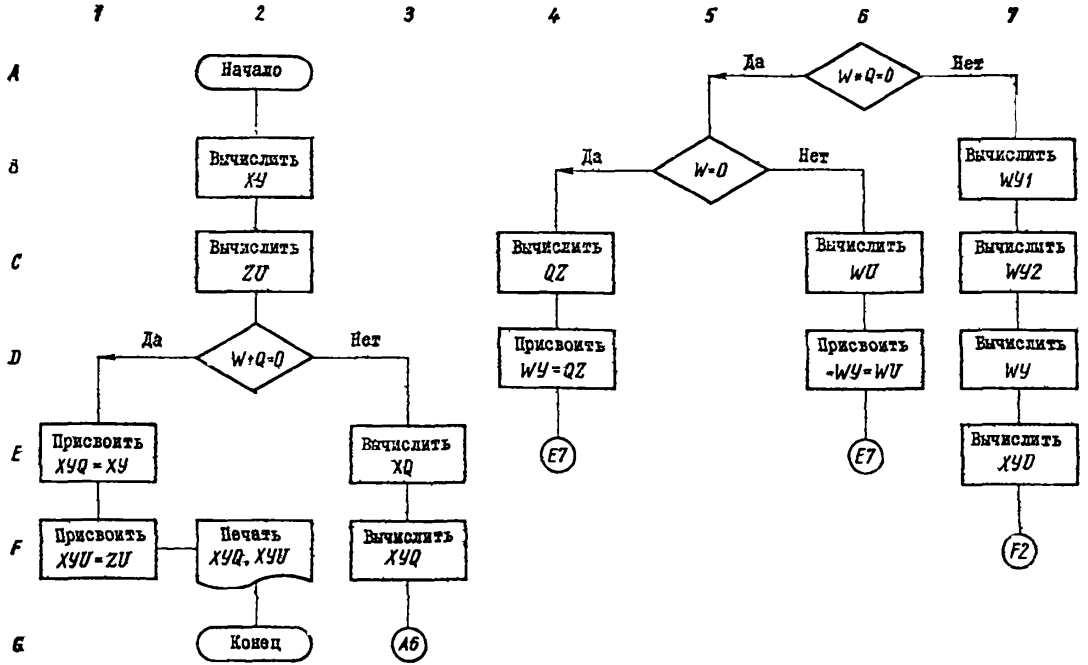

Рис. 14. Блок-схема подпрограммы PAR

Таблица 7

Физические величины	Формальные аргументы	
	обозначение	примечание
λ_i	X	Формальные аргументы, инспользуемые для ввода исходной информации в подпрограмму
λ_j	У	
$\tau_{вi}$	Z	
$\tau_{вj}$	U	
$\mu_i \tau_{пi}$	W	
$\mu_j \tau_{пj}$	Q	
$\lambda_{в.в}$	ХУ	Промежуточные формальные аргументы
$\lambda_{в.п}$	XQ	
$\tau_{в.в}$	ZU	
$\tau_{в.п}$	WУ	
λ	ХУQ	Формальные аргументы, используемые для вывода результата из подпрограммы в вызывающую программу
$t_в$	ХУU	

Подпрограмма *POS* определяет показатели надежности последовательно соединенных блоков и элементов преобразованных диаграмм в соответствии с формулами (19) и (20).

Блок-схема подпрограммы *POS* здесь не приведена, так как она представляет собой упрощенный вариант подпрограммы *VETV*.

Объем оперативной памяти, занимаемой программой, зависит от конфигурации схемы электроснабжения и общего числа n ее элементов. При $n \leqslant 100$, что соответствует схемам *1 — 4* (см. рис. 1 — 3), программы (с учетом вызываемых подпрограмм) используют приблизительно от 4400 до 6650 байт (в десятичной системе счисления).

При расчете на ЭВМ ЕС-1020 в среднем затрачивается от 5 до 10 мин, в том числе трансляция и редактирование текста программ занимают около 3—4 мин.

Тексты программ хранятся в вычислительном центре ВИЭСХа.

Приложение 3

АЛГОРИТМ И ПРОГРАММА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ РЕЗЕРВНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ МЕТОДОМ РАЙОНИРОВАНИЯ

Метод районирования базируется на математической операции разбиения множества векторов состояния природы G на области, в каждой из которых оптимально определенное действие, т. е. стратегия X.

В решаемой задаче множеству векторов состояния природы G соответствует множество возможных значений ущерба $У_0$ из интервала $[У_{0\,min}, У_{0\,max}]$, а стратегия X представляет собой рассматриваемый типоразмер резервной электростанции из заданного набора. Показатель эффективности W равен сумме приведенных затрат на резервирование и ущерба.

Метод районирования множества G для класса N, включающего n стратегий, основан на операции разбиения для подкласса из двух действий X_q и X_r. Для каждой пары X_q и X_r в каждой точке $У_0 \in G$ имеет место слабое доминирование либо мощности X_q над X_r, когда $W_q(У_0) \leqslant W_r(У_0)$, либо X_r над X_q при $W_r(У_0) \leqslant W_q(У_0)$. Это позволяет разбить множество векторов состояния G на два противоположных подмножества оптимальности: g_{qr} стратегии X_q и g_{rq} действия X_r. Поскольку показатели эффективности $W_q(У_0)$ и $W_r(У_0)$ — непрерывные функции $У_0$, то уравнение парной границы между областями g_{qr} и g_{rq} определяется равенством показателей эффективности. Если парная граница проходит вне поля векторов состояния, то одно из двух действий слабо доминирует над другим на всем поле, а другое исключается из рассмотрения. Таким образом, если

$$\max_G U_{qr}(У_0) \leqslant 0, \tag{32}$$

где

$$U_{qr}(У_0) = W_q(У_0) - W_r(У_0),$$

то $G^2_q = G$, $G^2_r = \varnothing$, и X_r исключается.

Если

$$\min_G U_{qr}(У_0) \geqslant 0, \tag{33}$$

то $G^2_r = G$, $G^2_q = \varnothing$, X_q исключается.

При условии

$$\max_G U_{qr}(У_0) > 0 \quad \text{и} \quad \min_G U_{qr}(У_0) \leqslant 0 \tag{34}$$

парная граница пересекает поле векторов состояния. Точка $У_0$, соответствующая минимальному значению функции U_{qr} лежит в районе $G^2_q = g_{qr}$, а точка, соответствующая ее максимальному значению, в районе $G^2_r = g_{rq}$.

В данном случае из-за линейной зависимости показателя эффективности от ущерба $У_0$ вне парной границы имеет место строгое доминирование одного из двух действий над другим, т. е. нет элементов подмножества эквивалентности.

В разработанной программе переход от двух стратегий к нескольким осуществляется методом последовательного расширения класса действий.

Пусть G^r_i — район оптимальности действия X_i при $i = 1, 2, \ldots, r$. Новое действие X_{r+1} включается в число полезных, если хотя бы для одного из старых полезных действий

$$\max_{G^r_i} U_{i, r+1}(У_0) > 0; \qquad У_0 \in G^r_i. \tag{35}$$

Новое действие X_{r+1} отклоняется, если для всех старых полезных действий

$$\max_{G^i_r} U_{i, r+1}(У_0) \leqslant 0. \tag{36}$$

Сохраняются в числе полезных все те старые действия, для которых

$$\min_{G^r_i} U_{i, r+1}(У_0) \leqslant 0. \tag{37}$$

Исключаются из числа полезных все те старые действия, для которых

$$\min_{G^r_i} U_{i, r+1}(У_0) > 0. \tag{38}$$

Для каждого нового X_{r+1} действия задача районирования решается столько раз, сколько полезных действий r^* было на предыдущем шаге, составленном из $r > r^*$ стратегий.

Блок-схема программы *MERA* приведена на рис. 15.

Исходные данные печатаются на АЦПУ. Затем введенные массивы сортируются, располагаясь в соответствии с возрастанием мощности резервного источника.

На области $[У_{0\min}, У_{0\max}]$ рассматривают первые две стратегии. Определяют положение парной границы. Если она пересекает поле векторов состояния, то проводится операция районирования, в результате которой множество векторов состояния природы разбивается на два противоположных подмножества оптимальности каждого действия. В противном случае одна из рассматриваемых стратегий исключается как неоптимальная, а к оставшейся присоединяется следующая и на том же множестве рассматривается новая пара стратегий. Так продолжается до тех пор пока область $[У_{0\min}, У_{0\max}]$ для какой-либо пары действий не будет разбита на два района оптимальности.

После решения задачи районирования для двух действий к ним присоединяется третье. Пары составляются из каждого старого полезного действия в сочетании с новым, и парная граница проводится на каждом множестве оптимальности старого полезного действия. В расширенном классе стратегий старое полезное действие может оказаться неоптимальным, тогда оно исключается из дальнейшего рассмотрения. Новая стратегия включается в число полезных или отбрасывается. Затем к оптимальным на данном этапе присоединяется следующее действие и так далее пока не будет присоединена последняя стратегия.

Методом последовательного расширения класса действий на любом шаге задача сводится к районированию по схемам для двух или нескольких действий.

Программа *MERA* занимает около 14850 байт (в десятичной системе счисления).

Для обработки одного варианта на ЭВМ ЕС-1020 требуется 5 — 6 мин, в том числе на счет затрачивается от 1 до 1,5 мин.

Программа *MERA* включена в Государственный и Отраслевой фонды алгоритмов и программ [16].

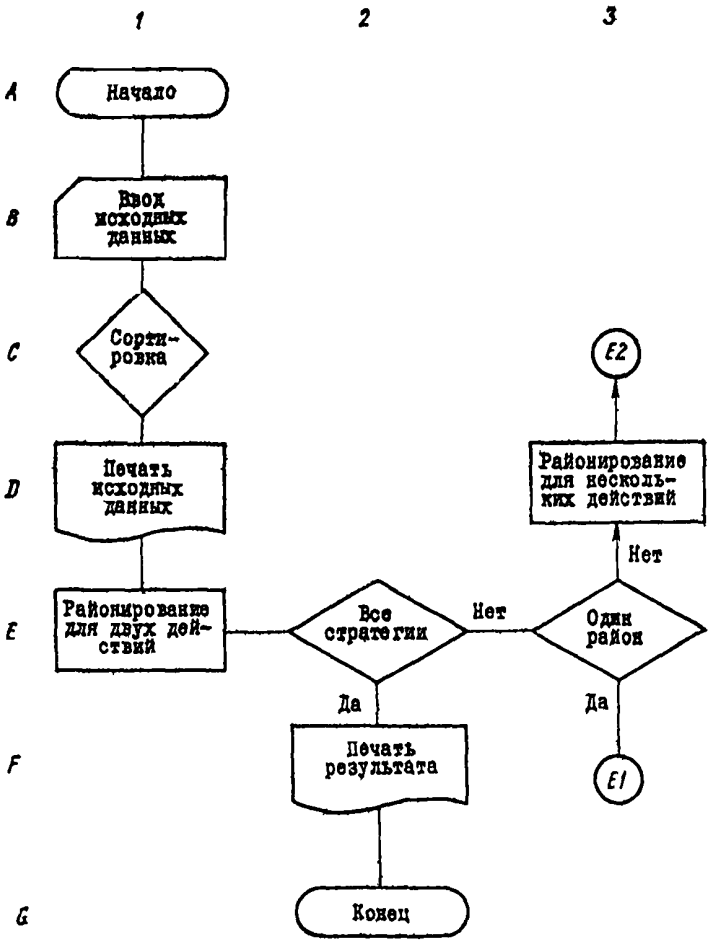

Рис. 15. Блок-схема программы *MERA*

Приложение 4

РАСЧЕТ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ

Нормальный пуск асинхронного электродвигателя обеспечен, если его пусковой момент превышает начальный момент сопротивления механизма не менее чем на 10%, т. е. при условии

$$m_{\text{п}} U^2_{*\text{д.п}} \geqslant k k_{\text{з}} m_{0\text{мех}}, \tag{39}$$

где $m_{\text{п}}$ — кратность пускового момента двигателя (отношение его пускового момента к номинальному); $U_{*\text{д.п}}$ — напряжение на зажимах электродвигателя в момент его пуска в долях от номинального; k — коэффициент запаса, принимаемый равным 1,1; $k_{\text{з}}$ — номинальный коэффициент загрузки электродвигателя, равный отношению номинальных моментов (или мощности) приводного механизма и электродвигателя; $m_{0\text{ мех}}$ — кратность начального момента сопротивления, т. е. отношение начального момента сопротивления к номинальному.

Напряжение на зажимах двигателя при его пуске (о. е.) определяют по выражению

$$U_{*\text{д.п}} = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{н}} + \sqrt{3}\,(r_{\Sigma\text{п}} \cos\varphi_{\text{п}} + x_{\Sigma\text{п}} \sin\varphi_{\text{п}})\, K_I I_{\text{н}}}, \tag{40}$$

где $U_{\text{ш}}$ и $U_{\text{н}}$ — напряжение соответственно на зажимах двигателя до его включения и номинальное, кВ; $I_{\text{н}}$ — номинальный ток двигателя, кА; K_I и $\varphi_{\text{п}}$ — соответственно кратность и фазовый угол пускового тока двигателя; $r_{\Sigma\text{п}}$, $x_{\Sigma\text{п}}$ — соответственно активное и индуктивное сопротивления при прохождении пускового тока от источника питания до зажимов пускаемого двигателя, Ом.

Напряжение на зажимах отключенного двигателя можно найти по формуле

$$U_{ш} = U_{н} - \Delta U_{нагр}, \tag{41}$$

где $U_{н}$ — номинальное напряжение источника питания, В; $\Delta U_{нагр}$ — потеря напряжения при протекании тока нагрузки других электроприемников от источника питания до рассматриваемого узла сети, В.

Потеря напряжения от токов нагрузки

$$\Delta U_{нагр} = \sum_{i=1}^{n} \frac{P_i r_{0i} + Q_i x_{0i}}{U_{н}} l_i, \tag{42}$$

где P_i, Q_i — активная и реактивная мощности на i-том участке сети, кВт, кВАр; r_{0i}, x_{0i} — активное и индуктивное сопротивления i-го участка сети, Ом/км; l_i — длина i-го участка сети, км; n — число участков от источника питания до рассматриваемого узла сети; $U_{н}$ — номинальное напряжение сети, кВ.

Пусковой коэффициент мощности определяют как средние арифметические значения $cos\ \varphi'_{п}$ и $cos\ \varphi''_{п}$

$$\cos\varphi_{п} = \frac{1}{2}(\cos\varphi'_{п} + \cos\varphi''_{п}) \tag{43}$$

при

$$\left.\begin{aligned} \cos\varphi'_{п} &= \cos\varphi_{н}\left[\frac{m_{п}}{(1-S_{н})K_i} + \gamma K_i(1-\eta_{н})\right] \\ \cos\varphi''_{п} &= \frac{\eta_{н}\cos\varphi_{н}(m_{п} + 0{,}025K^2_i)}{(1-S_{н})K_i} \end{aligned}\right\} \tag{44}$$

где $cos\ \varphi_{н}$, $\eta_{н}$, $S_{н}$ — соответственно номинальные коэффициент мощности двигателя, его КПД и скольжение; $\gamma = 2/3$ — коэффициент, равный отношению переменных потерь активной мощности в двигателе к полным.

При отсутствии технических данных, необходимых для определения пускового коэффициента мощности, можно приближенно принять $cos\ \varphi_{п} = 0{,}35$ и $sin\ \varphi_{п} = 0{,}94$.

Пуск двигателей по условию влияния колебания напряжения на работу присоединенных к сети двигателей можно считать допустимым, если развиваемый каждым работающим двигателем максимальный (опрокидывающий) момент остается выше момента сопротивления соединенного с ним механизма.

Работающий двигатель при пуске другого (включаемого) не опрокидывается, если

$$m_{\text{м}} U^2_{*\text{д.р}} \geqslant k k_{\text{з}}, \tag{45}$$

где $m_{\text{м}}$ — кратность максимального (опрокидывающего) момента электродвигателя при номинальном напряжении; $U_{*\text{д.р}}$ — напряжение на зажимах работающего двигателя в долях от номинального; k=1,1 — коэффициент запаса; $k_{\text{з}}$ — номинальный коэффициент загрузки электродвигателя.

Напряжение на зажимах работающего двигателя при пуске включаемого можно определить из выражения

$$U_{*\text{д. р}} = U'_{*\text{д.р}} - \delta U_{*\text{д.р}}, \tag{46}$$

где $U'_{*\text{д.р}}$ — относительное напряжение на зажимах работающего двигателя до пуска включаемого; $\delta U_{*\text{д.р}}$ — относительная величина колебания напряжения, вызванного пусковым током включаемого двигателя.

Напряжение на зажимах работающего двигателя до пуска включаемого (о. е.) находят по формуле

$$U_{*\text{д.р}} = 1 - \frac{\Delta U_{\text{нагр}}}{U_{\text{н}}}, \tag{47}$$

где $\Delta U_{\text{нагр}}$ — потеря напряжения при протекании тока нагрузки, определяемая из выражения (42).

Относительную величину колебания напряжения можно найти по формуле

$$\delta U_{*\text{д.р}} = \frac{\sqrt{3}(r_{\Sigma\text{п}} \cos \varphi_{\text{п}} + x_{\Sigma\text{п}} \sin \varphi_{\text{п}}) U_{*\text{д. п}} I_{\text{н}} k_l}{U_{\text{н}}}. \tag{48}$$

Числитель выражения (48) представляет собой потерю напряжения в той части сети, по которой проходит пусковой ток включаемого двигателя на пути от источника питания до двигателя, проверяемого на опрокидывание.

Если мощность электродвигателя составляет не менее 10% мощности источника питания, то при определении напряжений $U_{*\text{д.п}}$ и $U_{*\text{д.р}}$ необходимо учитывать реактивное сопротивление генераторов.

Индуктивное сопротивление обмотки якоря по продольной оси x_d (Ом) можно рассчитывать по формуле

$$x_d = \frac{U_{\text{н.г}}}{\sqrt{3} I_{\text{н.г}} \text{ОКЗ}}, \tag{49}$$

где $U_{\text{н.г}}$ — номинальное напряжение генератора, кВ; $I_{\text{н.г}}$ — его номинальный ток, кА; ОКЗ — отношение короткого замыкания генератора.

Последовательность проверки статической устойчивости электроприводов следующая:

определить величину напряжения $U_{*д.п}$ на зажимах двигателя D при его пуске по формуле (40) с учетом выражений (41) — (44) и проверить по условию (39), сможет ли двигатель развернуть присоединенный к нему механизм;

найти напряжение $U_{*д.р}$ на зажимах работающих двигателей при пуске двигателя D по формулам (46) — (48) и проверить устойчивость их работы из выражения (45).

Если условия (39) или (45) не выполняются, то следует, руководствуясь настоящей методикой, увеличить единичную мощность резервных электроагрегатов на одну ступень.

При питании резервной электростанции суммарная наибольшая допустимая мощность двигателей, участвующих в одновременном пуске, зависит от максимального значения тока форсировки возбуждения генераторов. Эта зависимость приведена ниже, где приняты следующие обозначения: $I_{*ф}$ — отношение максимального тока форсировки возбуждения генераторов электростанции к номинальному току возбуждения; $P_{*\Sigma}$ — отношение суммарной допустимой мощности электродвигателей, которые могут участвовать в одновременном пуске, к суммарной номинальной мощности генераторов.

$I_{*ф}$ ...	1	1,5	2
$P_{*\Sigma}$ ...	0,3	0,5	0,75

ЛИТЕРАТУРА

1. Типовой проект № 819—64. Ферма КРС молочного направления на 400, 600 и 800 коров привязного содержания. М., Гипронисельхоз, 1970, 283 с.

2. Типовой проект № 801 — 314. Комплексы по производству молока на 800 и 1200 коров привязного содержания. М., Гипронисельхоз, 1970, 356 с.

3. Андрианов В. Н., Быстрицкий Д. Н. и др. Резервные электростанции и электроустановки для сельскохозяйственного производства. — В сб.: «Надежность электроснабжения». М.—Л., «Энергия», 1967, с. 190—204.

4. Нормы амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства СССР и Положение о порядке планирования, начисления и использования амортизационных отчислений в народном хозяйстве. М., «Экономика», 1974, 144 с.

5. Надежность снабжения электрической энергией потребителей, подключенных к распределительным сетям в сельской местности. Сборник докладов к научно-технической конференции, вып. II. М., ОРГРЭС, 1969, 83 с.

6. Усов С. В., Гук Ю. Б., Рудакова Р. М. Необходимые критерии надежности электроснабжения от различных подстанций и методы их оценки. — В сб.: «Надежность и экономичность энергосистемы», т. 1. Новосибирск, «Наука», 1970, с. 115—131.

7. Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем. М., «Энергия», 1974, 175 с.

8. Гук Ю. Б. Основы надежности электроэнергетических установок. Л., изд-во ЛГУ, 1976, 192 с.

9. Методические рекомендации по определению ущерба сельскохозяйственному производству от перерывов в подаче электроэнергии. М., ВИЭСХ 1974, 27 с.

10. Гермейер Ю. Б. Введение в теорию исследования операций. М., «Наука», 1971, 383 с.

11. Динер И. Я. Районирование множества векторов состояния природы и задача выбора решения — В сб.: «Исследование операций». М., «Наука», 1972, с. 43—62.

12. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. М., Сельэнергопроект, 1974, № 12, 62 с.

13. Карпов Ф. Ф. Расчет городских распределительных электрических сетей. М., «Энергия», 1968, 224 с.

14. Майзель С. Я., Белай Е. В. Избирательное подключение рассредоточенных потребителей к резервной электростанции — В сб.: «Электрификация сельского хозяйства Северного Казахстана». Целиноград, 1974, с. 58—67.

15. Майзель С. Я., Белай Е. В. Частотный способ аварийной разгрузки распределительной сети при местном резервировании. — В сб.: «Вопросы электрификации сельскохозяйственного производства». Труды Целиноградского СХИ, т. 12, вып. 9. Целиноград, 1974, с. 3—14.

16. Эбина Г. Л. Определение оптимальной мощности резервной электростанции животноводческих ферм и комплексов в условиях неопределенности. «Алгоритмы и программы». Информационный бюллетень ГФАП. М., ВНТИ центр, 1978, № 5 (25), с. 42.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 3

Основные положения и их обоснование 4

Приложения:

1. Определение области изменения показателей надежности схем централизованного электроснабжения и ущербов при отсутствии резервных автономных источников 17
2. Алгоритм и программа расчета надежности методом блок-схем 26
3. Алгоритм и программа определения оптимальной мощности резервной электростанции методом районирования 30
4. Расчет статической устойчивости электроприводов 34

Литература 37

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ РЕЗЕРВНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ЖИВОТНОВОДЧЕСКИХ ФЕРМ И КОМПЛЕКСОВ МОЛОЧНОГО НАПРАВЛЕНИЯ

Редактор *А. Е. Абрамова*
Технический редактор *А. К. Гололобова*
Корректор *В. В. Слуцкая*

gost.e-ecolog.ru

Л1 51585 Подп. в печ. 27/II 1980 г. Формат бум. 60×90/16
Объем 2,5 п. л. Заказ 483. Тираж 900 экз. Цена 38 коп.

Типография ВАСХНИЛ