

В таблице 2 приведены данные сравнения технических характеристик мини-ТЭС на базе микротурбинных (МТУ) и газопоршневых (ГПУ) установок импортного производства для выходных мощностей по электроэнергии в 100 кВт и 1 000 кВт. Российские ГПУ, при сравнимости основных технических данных с импортными, существенно им проигрывают по надёжности работы. Ресурс до капремонта некоторых установок находится на уровне в 15 000 часов [4].

**Газопоршневые установки малой единичной мощности** также могут работать на всех видах углеводородного газа, но есть существенные ограничения по составу топлива. МТУ успешно работают на топливе с метановым индексом, равным 30 (у ГПУ этот показатель должен быть не менее 65-70, иначе машины будут работать с дирейтингом - снижением мощности). При этом газ для использования в ГПУ должен пройти сложную процедуру очистки от тяжелых углеводородов, а для МТУ достаточно удалить влагу (осушка) и обеспечить его температуру выше точки росы.

Вместе с преимуществами у МТУ есть показатели, по которым они проигрывают ГПУ:

1. Более низкий электрический КПД: у МТУ он составляет 28-35%. Если рассматривать сопоставимые мощности с ГТУ (30-200 кВт), то средний КПД у таких газопоршневых агрегатов будет также 28-36%. Правда, современные газопоршневые агрегаты единичной мощностью более 3 МВт достигают показателя 46-47% (Wartsila, Rolls-Royce). Все показатели даны при номинальной мощности 100% и стандартных атмосферных условиях. В то же время КПД микротурбины в когенерационном режиме превышает 90%, что практически соответствует КПД газопоршневой установки, работающей в таком же режиме. Немаловажен и тот факт, что в режиме когенерации при производстве 1 кВт электрической энергии ГПУ вырабатывают 1-1,2 кВт тепла, а микротурбина, как правило, до 1,7 кВт.

2. Более высокий расход газа. Из-за различий технологий сжигания газа его удельный расход в МТУ превышает аналогичный показатель ГПУ в среднем в 1,4 раза.

3. Более высокая удельная стоимость капложений для производства 1 кВт электроэнергии для МТУ - 1600-1800 \$ по отношению к величине 750-1100\$ для ГПУ, что обусловлено рядом факторов. К ним можно отнести: новизна технологии производства МТУ, транспортные расходы на доставку оборудования из США, таможенные сборы и накладные расходы дистрибьюторов фирм-производителей здесь в России. Решение вопросов организации производства МТУ в России даст возможность резкого снижения удельной стоимости капложений для микротурбинных установок, приблизив их к уровню показателя для газопоршневых установок.

Благодаря своим свойствам МТУ могут применяться во многих сферах. Их можно использовать как резервные, вспомогательные и основные источники электро- и теплоэнергии в ЖКХ, малых и даже крупных производствах, очистных сооружениях, буровых платформах и скважинах, шахтах и т.д.

Сегодня МТУ близки к тому, чтобы существенно потеснить газопоршневые двигатели сопоставимой мощности.

#### Список литературы:

1. Семёнов В.С., Золотов В.П. Преимущества локального энергообеспечения. Вестник СамГТУ. Серия «Технические науки», №2 (34)-2012, с. 225-228.
1. [http://www.electrosnab.com/gazovye\\_ustanovki/mikroturbinnye\\_ili\\_gazoporshnevye\\_vybiraem\\_energoustanovku](http://www.electrosnab.com/gazovye_ustanovki/mikroturbinnye_ili_gazoporshnevye_vybiraem_energoustanovku). Микротурбины или газопоршневые? Выбираем энергоустановку.
2. [http://www.abok.ru/for\\_spec/articles.php?nid=3402](http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=3402). В. А. Акиель. Энергоцентры на базе микротурбинных установок.
2. <http://www.yardizel.ru/33-p.html>. Газопоршневые электростанции ЯМЗ.

#### Анализ решения одной задачи на расчет сети по потере напряжения в популярном справочнике

*Измагамбетов Д.Э., Никитин В.Д.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

"Справочник для проектирования электрического освещения" Г. М. Кнорринга [1] пользовался заслуженным вниманием, выдержав с 1938г. по 1968г. шесть изданий. Последнее прижизненное издание состоялось в 1976г; в связи с ростом объема, 24 печатных листа, стало называться "Справочной книгой для проектирования электрического освещения". В 1992г. вышла "Справочная книга для проектирования электрического освещения" Г. М. Кнорринга, И. М.

Фадина, В. Н. Сидорова [2], объем вырос в полтора раза за счет появления: примеров (один из них будет проанализирован далее); нормативных и других материалов, едва ли нужных светотехнику (длительно допустимый ток для кабелей переносных шланговых с медными жилами с резиновой изоляцией кабелей: для торфопредприятий, табл.12.16; для передвижных электроприемников, табл. 12.17; проводов: с медными жилами с резиновой изоляцией для электрифицированного транспорта 1,3 и 4 кВ, табл.12.18; неизолированных бронзовых и сталебронзовых, табл.12.39); схем вводных, распределительных, вводно-распределительных панелей (рис. 13.2,13.3,13.4 и др.) [2], нужных скорее электроснабженцам, нежели светотехникам.

### 1. Расчет коэффициента С.

Анализ начнем с обсуждения значений коэффициента С, связывающего характеристики сети. В таблице 12.46 приведено ошибочное выражение  $C \sim 10^{-5}$  (вместо  $10^{-2}$ , поскольку  $C = \frac{U_p^2 n^2 \gamma}{10^2 m}$ ) [3], где n - число фаз, m - число нагруженных жил.

Некоторые тонкости, касающиеся коэффициента С и смежных вопросов, анализируются в таблицах 1 и 2.

Отметим еще 2 обстоятельства. На с.305 [2] используется завышенное значение  $C = 7,74$  (хотя на с.304 дано  $C = 7,4$ ), поскольку почему-то для А1 взято значение  $\gamma = 32$  (но даже "установившееся" в проектной практике значение  $\gamma = 30,5 \text{ MSm} \cdot \text{m}^{-1}$  представляется по ряду причин требующим снижения). Реально на значение  $\gamma$  "относят" влияние 4-х факторов:

- загрязнения металла при выплавке, прокатке (валочении);
- роста длины L при скрутке жил и провисании  $1 + \frac{\Delta L}{L}$ ;
- "экономии"  $\Delta S$  металла  $(\frac{S-\Delta S}{S})^{-1} \sim 1 + \frac{\Delta S}{S}$  производителями ( $S_{\text{факт}} < S_{\text{ном}}$ ), особенно в случае меди;
- зависимости проводимости от температуры провода,  $\gamma_t = [1 + \alpha(t-20^\circ\text{C})]$ , где  $\alpha = 0,004(^\circ\text{C})^{-1}$ .

Таблица 1. Анализ значений коэффициента С.

Объект анализа	Существенные обстоятельства и результат анализа
Формула (12.21) в [2]	В выражении S~M действительно имеется коэффициент $10^5 = 10^{3+2}$ ; куб - для перерасчета kW в W, квадрат - для перехода к процентам; значение $10^5$ неправомерно переползло в таблицу 12.46, где дается характеристика системы напряжения и материала сети (мощность электроприемников не упоминается вообще)
Таблицы моментов	При пользовании этими таблицами пересчет kW в W и "самостоятельный" учет % не требуется - таблицы моментов уже "подстроены" под kW и значения потери напряжения (ПН) в %
Таблица 12.46	Содержит (редуцированные) зависимости $C=C(U, n, m, \gamma)$ , с моментами (нагрузками, плечами) не сопряженные; здесь лучше бы прямо дать $C = \frac{U_p^2 n^2 \gamma}{10^2 m} \cdot \frac{GW}{m\%}$ , чем приводить три варианта знаменателя (с сомножителями 1; 2,25; 2; притом без пояснений которые есть, например, в [3]), да еще с еггонеous значением $10^5$

Таблица 2. Зависимость коэффициента С от характеристик сети.

Доказательство ошибочности формул $C \sim 10^{-5}$	Путь 1	Путь 2
[С зависит от характеристик сети как таковой, а не от электроприемников.] К С относится только $10^{-2}$ .	Воспользоваться любой из трех формул таблицы 12.46; так, для А1, 3ф+0, $\frac{\gamma U_n}{10^5} = 30,5 \cdot 10^6 \cdot 380^2 \cdot 10^{-5} = 44 \cdot 10^6 \frac{W}{m\%} \neq 44 \cdot 10^9 \frac{W}{m\%}$ . Удивительно, что автор главы разницы (3 порядка) не заметил	Взять любую из таблиц моментов, например, таблицу 12.47; при $\epsilon=1,0\%$ , $S = 10 \text{ mm}^2$ , $M = 440 \text{ kWm}$ ; тогда $C = M \cdot (S \cdot \epsilon)^{-1} = 440 \text{ kWm} \cdot (10 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2 \cdot 1,0\%)^{-1} = 44 \frac{GW}{m\%}$

У таблиц моментов 12.53 и 12.54 [2] отсутствует указание на металл, и лишь по столбцу  $S = 1,5 \text{ mm}^2$  догадливый читатель может определить "видовую принадлежность". Некоторая небрежность (чего при Кнорринге никогда не было) проявляется и в других главах, так, рис.7.33 и

7.43 поменялись местами; линейные изолюксы остались лишь для (исчезающего из проектной практики) светильника ПВЛМ; нет внятных пояснений по некоторым рисункам.

**2. Анализ решения задачи 12.3 в [2].**

Исходные данные и узловые моменты решения приведены в таблице 3.

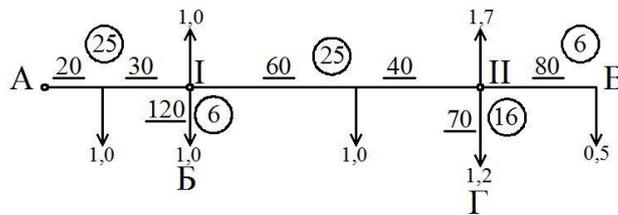
**Таблица 3.** Информация по примеру 12.3 [2].

Условия задачи	<b>Рис 1.</b> Схема сети										
Определить наибольшие потери напряжения в разветвленной двухпроводной линии напряжением 220 В, выполненной алюминиевыми проводами. Схема сети показана на рис.1: нагрузки (кВт), длина участков - подчеркнута (м), сечения - в кружках (mm <sup>2</sup> ).											
Пример решения для участка А - I	Результаты расчета для других участков										
$\Delta U = (1 \cdot 20 + 1 \cdot 50) \cdot (7,74 \cdot 25)^{-1} = 0,36\%$ . (О том, что это головной участок сети с нагрузкой $P > 7$ kW - ни намека). [На самом деле вся нагрузка - 7,4 kW и при $C=1$ , $\Delta U = (7,4 \cdot 20 + 6,4 \cdot 30) \cdot (25 \cdot 1)^{-1} = 13,6\%$ ; реально при $C = 7,4$ : $\Delta U = 13,6/7,4 = 1,83 \neq 0,36$ в [2]; здесь имеет место пятикратная разница]	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Участок</th> <th>I - II</th> <th>I - Б</th> <th>II - В</th> <th>II - Г</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><math>\Delta U, \%</math></td> <td>1,19</td> <td>2,58</td> <td>0,86</td> <td>0,68</td> </tr> </tbody> </table> Вывод по [2]: наибольшие ПН в сети имеют место до точки Б	Участок	I - II	I - Б	II - В	II - Г	$\Delta U, \%$	1,19	2,58	0,86	0,68
Участок	I - II	I - Б	II - В	II - Г							
$\Delta U, \%$	1,19	2,58	0,86	0,68							

Выполним расчет ПН. С целью снижения объема вычислений:

- нагрузки суммируем и прикладываем к средней точке для участков: I – Б ( $P=0,5+0,5=1,0$ ;  $L=80+80/2=120$ ), I – II ( $P=0,5+0,5=1,0$ ;  $L=40+40/2=60$ ), II - Г ( $P=0,6+0,6=1,2$ ;  $L=50+40/2=70$ ) что показано на рисунке 2;
- поскольку в пределах данного примера  $C = \text{const.}$ , то используем в ходе расчетов условное значение  $C = 1 \frac{\text{кВт}}{\text{мм}^2}$ , а реальное значение  $C$  введем лишь в начале и конце расчета.

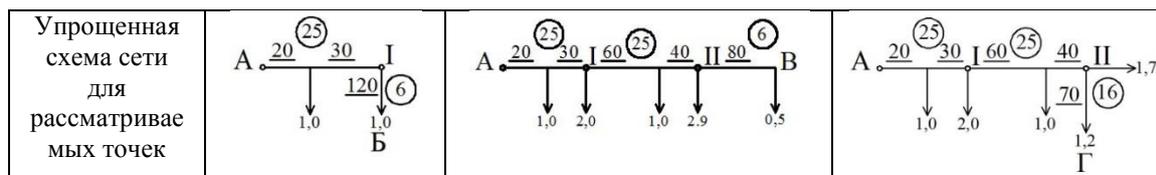
Узвимость приема, реализованного в [2], становится особенно заметной, если на головном участке вообще убрать нагрузку (1+1) кВт; и что тогда - потери напряжения  $\Delta U = 0$ ?



**Рис 2.** Упрощенная схема сети

**Таблица 4.** Сравнение ПН по участкам.

Участок		А - Б	А - В	А - Г
$\Delta U, \%$ , по [1]		$0,36 + 2,58 = 2,94$	$0,36 + 1,19 + 0,86 = 2,41$	$0,36 + 1,19 + 0,68 = 2,23$
$\Delta U, \%$ , при	$C = 1$	$13,6 + \frac{1 \cdot 120}{6} = 33,6$	$13,6 + \frac{4,4 \cdot 60 + 3,4 \cdot 40}{25} + \frac{0,5 \cdot 80}{6} = 36,3$	$13,6 + \frac{4,4 \cdot 60 + 3,4 \cdot 40}{25} + \frac{1,2 \cdot 70}{16} = 34,85$
	$C = 7,4$	$\frac{33,6}{7,4} = 4,54 > 2,94$	$\frac{36,3}{7,4} = 4,88 > 2,41$	$\frac{34,85}{7,4} = 4,71 > 2,23$



Наибольшая ПН - на участке АВ, притом  $\Delta U$  в 2 раза превышает значение приведенное в [1]; там наибольшие потери напряжения считались на участке АВ ( $2,94 > 2,41 > 2,23$ ).

#### Список литературы

1. Под ред. Г. М. Кнорринга. Справочная книга для проектирования электрического освещения. – Л.: «Энергия», 1976. – 384 с.
2. Г. М. Кнорринг, И. Мю Фадин, В. Н. Сидоров. Справочная книга для проектирования электрического освещения. – Санкт-Петербург.: «Энергоатомиздат», 1992. – 448 с.
3. В. Б. Вайнштейн, В. Д. Никитин. Электрическая часть осветительных установок. Учебное пособие. – Томск, изд. ТПИ им. С. М. Кирова, 1984. – 92 с.
4. Рябов М. С., Циперман Л. А. Электрическая часть осветительных установок. – М – Л.: «Энергия», 1966. – 360 с.

#### Исследование загрузки трансформаторов собственных нужд подстанций ОАО «Душанбинская горэлектросеть»

*Давлатишоев Д.Д., Касобов Л.С., Джалилов Р.А.*

*Таджикский технический университет имени академика М.С. Осими, г. Душанбе, республика Таджикистан*

ОАО Душанбинская горэлектросеть (ДГЭС) образована в 1940 году. ДГЭС распределяет электроэнергию в столице - г. Душанбе. Годовое распределение электроэнергии составлял в 2013 году 2,7037 млрд. кВт\*ч, из которых 2,2145 млрд.кВт\*ч получено потребителями, а 18,1 % составляли потери энергии. В первой половине 2014 года в город передана 1, 571 млрд. кВт\*ч, что естественно больше этого показателя прошлого 2013 года. ДГЭС на своем балансе имеет 32 подстанций, из которых 24 на напряжении 110 кВ, а 8 подстанций - на 35 кВ. Общая установленная мощность 57 трансформаторов указанных 32 подстанции города составляет 1040, 6 МВА, из которых на долю подстанций 35 кВ приходится 140, 7 МВА.

Подстанции ДГЭС по подключенной нагрузке можно разделить по назначению на промышленные и коммунально - бытовые.

К 2014 г. на балансе города находились 1708 трансформаторных пунктов (ТП) 6-10 кВ, из которых 759 относились к ДГЭС. В связи с расширением границ города и некоторыми другими административно – техническими реорганизациями теперь на балансе горэлектросети находятся 1290 ТП, а на балансе других предприятий города – 1840 ТП.

Общая протяженность линий 0,4 – 10 кВ ДГЭС на 2014 г. составлял 2709, 9 км из которых 1146, 64 км воздушные ЛЭП, 1563,24 км кабельные линии.

Тенденции изменения электрических нагрузок свидетельствуют о неуклонном росте потребления в промышленности, коммунально – бытовом секторе и транспорте.

Электропотребление и нагрузки в бытовом секторе в целом увеличились до максимального уровня. Этот процесс сопровождается значительным увеличением населения и возрастанием коммунально-бытовых и производственных нагрузок. Некоторую специфику в график электропотребления некоторых престижных районов вносят нагрузки новых дачных поселков и микрорайонов. Но в целом сложилась ситуация, при которой трансформаторы в районах с преобладающей бытовой и промышленной нагрузкой работают со значительной нагрузкой, особенно в сетях пригородной местности.

Согласно решению № 14-04 от 09.03. 2004 г. опытной проектной организацией по заданию энергосистемы республики выполнена работа «Определение технических потерь электрической энергии в сетях ОАХК «Барки Точик» напряжением 500 -0,4 кВ», в которой технические потери электрической энергии от общего поступления на 2003 г. составляют 15,8 %. При отсутствии ввода новых ЛЭП 220 кВ из-за перегруженности оборудования указывается, что ежегодный рост потерь может составить 2-5 %.

Фактические потери в энергосистеме заметно превышают 16 %. Постановка учета электроэнергии в системе и по настоящее время не соответствует требованиям. Нет учета